

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE DIAGNOSTICO AUTOMATIZADO DE  
VALVULAS TIPO ON/OFF Y CONTROL**

**ANDRES MAURICIO HERNANDEZ MEDINA**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE AUTOMATICA Y ELECTRONICA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECATRONICA  
SANTIAGO DE CALI  
2008**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE DIAGNOSTICO AUTOMATIZADO DE  
VALVULAS TIPO ON/OFF Y CONTROL**

**ANDRES MAURICIO HERNANDEZ MEDINA**

**Pasantía para optar el titulo de  
Ingeniero Mecatrónico**

**Director  
JUAN CARLOS MENA  
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE OCCIDENTE  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DEPARTAMENTO DE AUTOMATICA Y ELECTRONICA  
PROGRAMA DE INGENIERIA MECATRONICA  
SANTIAGO DE CALI  
2008**

**Nota de aceptación:**

**Aprobado por el Comité de Grado  
en cumplimiento de los requisitos  
exigidos por la Universidad  
Autónoma de Occidente para  
optar al título de Ingeniero  
Mecatrónico**

**Jimmy Tombe**

---

**Jurado**

**Bernardo Sabogal**

---

**Jurado**

**Santiago de Cali, 16 de Febrero del 2009**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Juan Carlos Mena director del proyecto por parte de la Universidad Autónoma de Occidente, por la disposición prestada en este proyecto.

A Rodolfo Monterroza Gómez ingeniero de proyectos Process Control, por su valiosa guía en el proceso de diseño

## **CONTENIDO**

	<b>Pág.</b>
RESUMEN	10
INTRODUCCION	11
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
2. JUSTIFICACIÓN	13
3. OBJETIVOS	14
3.1. OBJETIVO GENERAL	14
3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	14
4. TRANSFERENCIA EN CUSTODIA	15
4.1. INTRODUCCIÓN HISTÓRICA	15
4.2. NATURALEZA DEL CAUDAL	16
5. MEDIDORES DINAMICOS	20
5.1.1. MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	20
5.2.1. MEDIDOR TIPO TURBINA	24
5.3. MEDIDORES TIPO CORIOLIS	26
5.4. SELECCIÓN DE MEDIDORES	27
6. PROVERS (Probadores)	30
6.1. PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	30
6.2. PROBADORES DE VOLUMEN PEQUEÑO	32
6.3. PROVADORES VOLUMÉTRICO TIPO TANQUE	33
6.4. MEDIDORES MAESTROS	35

6.5.	VARIABLE DE MEDICIÓN	35
6.6.	PROCESAMIENTO DE LA SEÑAL	36
7.	FUNCIONALIDADES DEL TRANSMISORES	38
8.	VÁLVULAS DE CONTROL	39
9.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CONTROLADOR	41
10.	MÓDULOS DE ENTRADAS Y SALIDAS	44
11.	COMPUTADORA DE FLUJO	45
11.1.	MODULOS DE LA COMPUTADORA DE FLUJO	45
12.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE MASTER STATION	49
13.	COMUNICACIONES	50
14.	CARACTERÍSTICAS GENERALES SISTEMA DE SUPERVISIÓN	51
15.	DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO	52
16.	DESCRIPCION DEL SISTEMA DE CONTROL	54
17.	CONCLUSIONES	56
	BIBLIOGRAFIA	57
	ANEXOS	58

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Datos	52

## LISTA DE ILUSTRACION

	<b>Pág.</b>
Ilustración 1. Perfiles de flujo	19
Ilustración 2. Perfiles de flujo	19
Ilustración 3. Medidores de desplazamiento positivo	20
Ilustración 4. Medidores de desplazamiento positivo	21
Ilustración 5. Medidores de desplazamiento positivo	21
Ilustración 6. Medidores de desplazamiento positivo	22
Ilustración 7. Esquema de instalación medidor DP	23
Ilustración 8. Esquema de instalación medidor turbina	25
Ilustración 9. Acondicionamiento del medidor turbina	25
Ilustración 10. Esquema de instalación	27
Ilustración 11. Esquema de flujo	28
Ilustración 12. Factor de medición	29
Ilustración 14. Diagrama general de conexión de una computadora de flujo	45
Ilustración 15. Conexión de consola para control automático de baches	47
Ilustración 16. P&ID	52
Ilustración 17. Arquitectura de Control	54



## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Presupuesto	58
Anexo B. Hojas De Datos Transmisor De Flujo	59
Anexo C. Hojas de datos transmisores de temperatura	60
Anexo D. Hojas de datos transmisor de presión	61
Anexo E. Hojas de datos transmisor de densidad	62
Anexo F. Hojas de datos indicador de temperatura	63
Anexo G. Hojas de datos indicador de presión	64
Anexo H. Hojas de datos válvulas motorizadas	65
Anexo I. Hojas de datos válvulas de control	66
Anexo J. Hojas de datos work station	67
Anexo K. Hojas de datos computador de flujo	68

## **RESUMEN**

El propósito del diseño es de mejorar el sistema de medición que actualmente es realizado en las empresas petroleras, durante el proceso de transferencia en custodia. Este proceso de medición es realizado en muchos casos a través de medición estática que es realizado directamente por el operador a los tanques de almacenamientos de los productos, por medio de cintas de medición estática, este sistema de medición no es el más idóneo para verificar los volúmenes de los productos que son recibidos o entregados durante el proceso de transferencia en custodia.

La medición de transferencia de custodia de fluidos es el tipo de medición que es asociado con la compra, venta y pago de hidrocarburos. El propósito de la medición de transferencia en custodia es llevar a cabo las mediciones con un error sistemático igual a cero y un error aleatorio mínimo durante la medición.

El objetivo del diseño es optimizar el sistema de medición durante el proceso de transferencia en custodia a través del sistema de medición dinámica en línea de hidrocarburos, este sistema tendrá la capacidad de ser controlado y monitoreado a través de un interfaz hombre maquina (HMI). En Donde se integraran las tecnologías existentes para la medición dinámica que es regulado por normas y estándares nacionales e internacionales.

## INTRODUCCION

Process Control es una empresa dedicada a prestar servicios en el área de automatización de procesos industriales y mantenimiento industrial en la ciudad de Cartagena. Actualmente esta empresa desea desarrollar un sistema que permita la medición dinámica en línea de hidrocarburos para procesos de transferencia en custodia.

Se desea conocer el volumen real de los hidrocarburos recibidos en el proceso de transferencia en custodia, mediante de medidores de flujo independientemente de las variaciones de presión, temperaturas, densidad que son medidas y reajustadas por una computadora de flujo en estos tipos de procesos. El proceso de transferencia en custodias es regulado por normas estandarizadas API MPMS (American Petroleum Institute Manual of Petroleum Measurement Standards). El presente proyecto pretende presentar un diseño de un sistema de medición dinámica en línea de hidrocarburos.

En este documento se dan los criterios para el diseño de un sistema de medición dinámica de hidrocarburos, bajo estándares internacionales de las norma API MPMS que regulan el sector de petroquímico y petrolero, ya que estos sistemas deben cumplir parámetros internacionales para el despacho o recibo de hidrocarburos, exigidos para los sistemas de medición, que desean ser certificados para transferencia en custodia. Además se propone la arquitectura de control la cual dará una visión global como deberá ser el sistema de control del sistema de medición y de las variables involucradas en proceso de medición además de los equipos para ejercer control sobre el sistema de medición.

## **1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El principal servicio que se presta en Process Control es la automatización de procesos industriales y el mantenimiento industrial, en las diversas empresas que lo requieren, por tal situación es de vital importancia en el desarrollo del proceso de la automatización industrial y del mantenimiento, realizar una medición con un rango de precisión y exactitud dentro de los parámetros internacionales exigidos por las normas en unos tiempos moderados. Las demoras en estos procesos implican detener una línea de entrega de producto, exponiéndose a multas por las compañías transportadoras de hidrocarburos impactando los costos de operación de forma negativa para las empresas.

Es por ello que las herramientas de medición de hidrocarburos resultan de vital importancia en la reducción de estos tiempos en los procesos de transferencia en custodia y además de una acertada medición de los volúmenes recibidos o entregados de ambas partes o sea entre el comprador y vendedor de hidrocarburos, todo esto teniendo en cuenta los altos costos de los HC (hidrocarburos) en el mercado internacional.

## **2. JUSTIFICACIÓN**

Con el diseño de un sistema de medición dinámica de hidrocarburos se mejoraran los servicios prestados por Process control al sector industrial petrolero. A través del diseño de un sistema de medición dinámico en línea de hidrocarburos. El sistema garantizara mayor precisión y exactitud durante el proceso de medición de los volúmenes recibidos durante el proceso de transferencia en custodia. Verificando que no haya perdidas de volumen en el trascurso de venta del hidrocarburo. Además ofreciendo un sistema de medición confiable que en los resultados se verán reflejados en la satisfacción del los cliente.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar un sistema de medición en línea de hidrocarburos para la empresa process control

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Conocer el proceso de transferencia en custodia de hidrocarburos, regulado por las normas Api (American Petroleum Institute).
- Conocer el funcionamiento y comportamiento de los distintos tipos de instrumentación utilizados para la medición de hidrocarburos en línea durante el proceso de transferencia en custodia.
- Conocer el comportamiento característico del fluido en el proceso de transferencia en custodia.
- Conocer el funcionamiento de la computadora de flujo.
- Presentar el diseño final de la medición en línea de hidrocarburos

## 4. TRANSFERENCIA EN CUSTODIA

### 4.1 INTRODUCCIÓN HISTÓRICA

El derecho a definir pesos, volúmenes o longitudes que sirvan de referencia para bienes materiales y acuñar monedas aceptadas como pago por estos bienes es uno de los privilegios que mas celosamente se han reservado los gobernantes de las sociedades más antiguas.

Las unidades de masa, volumen y longitud mantienen hoy su importancia para nosotros porque determina el precio que el vendedor va exigir y el comprador va a pagar en cualquier negocio de transacción que involucre bienes de los materiales. En el pasado diversidad de intereses y diferencias regionales e históricas introdujeron diferentes sistemas de unidades. Sin embargo, la importancia en aumento del comercio condujo a la armonización de estos sistemas de medición. Este desarrollo culmino con la introducción del sistema internacional SI de unidades (m, kg, s) que cada país ha empleado desde entonces como base para sus propios sistemas métricos legales.

A continuación ilustramos como ejemplo del principio de transferencia en custodia su funcionamiento según las leyes de la república federal de Alemania. Otros países tienen sus propias normas, pero los principios internacionales aceptados están formulados según los principios del comité OIML (Organización Internacional de Metrología Legal).

➤ **El objetivo del control legal de pesos y medidas.** El propósito del control legal de pesos y medidas es proteger a los ciudadanos de las consecuencias derivadas de mediciones incorrectas en transacciones comerciales o en contratos con la administración, proponer pesos y medidas estándares en todos los aspectos de los ámbitos laboral, sanitario y ambiental. La legislación formulada para lograr estos fines establece los requisitos en los equipos de medición y en los procedimientos para medición y verificación.

➤ **Operaciones en transferencia en custodia en la vida cotidiana** .Los contadores que aseguran el cumplimiento de las normativas legales de transferencia en custodia nos acompañan en tantos aspectos de nuestra vida diaria que, a menudo a penas nos damos cuenta de su presencia tales como:

- Balanzas en almacenes y mercados (Productos alimenticios, etc.)
- Bombas en las estaciones de servicio (Combustible, lubricantes, etc.)
- Contadores de agua domésticos (agua potable, agua caliente, etc.)

- Contadores en sistemas de aguas residuales (Plantas de tratamiento de aguas residuales, estaciones de bombeo, etc.)
- Basculas puente (Escombros de edificios en construcción, desechos, etc.)

En el caso de los equipos de medición de líquidos, OIML entre contadores para agua y contadores para líquidos diferentes al agua. Otros dispositivos están diseñados para la medición de caudales de gases. La variedad de Contadores para transferencia en custodia es muy amplia.

## 4.2 NATURALEZA DEL CAUDAL

Todos los medidores de flujo se ven influidos en cierto grado por el fluido que van a medir y por el método como este fluye en la tubería o el canal.

La materia se puede presentar en tres estados: Líquida, gaseosa o sólida. La medición de caudales puede incluir materia en cualquiera de estas tres formas, normalmente por separado, pero en algunos casos también de manera simultánea. La mayoría de medición de caudal implican la medición de líquidos y/o gaseosos, pero algunos diseños se han flujos de polvos y granos. Sin embargo, no es infrecuente tener mezclas de varias formas de materia, siendo las más comunes:

- Sólidos o gases en líquidos
- Sólidos o líquidos en gases
- Las tres a la vez

Cuando la materia cuyo caudal se mide está constituida por única fase, la precisión de la medición es máxima. Cuando en el caudal se presentan dos fases, las propiedades de estos pueden llevar a regímenes de flujo inusuales y la medición se vuelve más difícil. Cuando las tres fases se presentan simultáneamente, como por ejemplo en la extracción de petróleo en una plataforma petrolífera en alta mar, es casi imposible conseguir una medición de caudal precisa.

Tres leyes básicas que rigen la naturaleza de un flujo fluido son:

- La ecuación de la continuidad
- La ecuación de Bernoulli
- La conservación de la masa

➤ **La ecuación de la continuidad.** Esta ley se refiere a la velocidad del volumen del fluido que pasa por un punto determinado de una tubería. La ley establece que el volumen del fluido ( $Q_v$ ) que pasa por una sección transversal



de una tubería (A) por unidad de tiempo siempre constante, si la densidad es constante, como en el caso de los líquidos.

$$Q_v: A \cdot v$$

El volumen del fluido se obtiene por multiplicar la velocidad media del fluido por la sección transversal de la tubería por la que circula el fluido.

➤ **La ecuación de Bernoulli.** Describe la relación entre los diferentes estados de energía de caudal. Los tres tipos de energía son:

▪ **Energía potencial.** En la que distinguimos dos componentes:

- La energía dependiente de la posición “Z”, (es decir, la presión hidrostática entre dos niveles de tuberías diferentes, también conocida como elevación)
- La energía dependiente de una presión externa “P” (es decir, la presión en una tubería de agua producida por bombeo)

▪ **La energía cinética “K”** (energía por la circulación del fluido, velocidad del caudal). Bernoulli demostró que la energía total en cualquier punto de una tubería es constante. Si además añadimos

➤ **Conservación de la masa.** El tercer concepto asociado a la dinámica del fluido es la conservación de la masa, puesto que la materia no se crea ni se destruye, la cantidad total de masa que transporta el caudal (m) en cada punto de la tubería debe ser constante. Por lo tanto:

$$\square = A_1 \cdot \rho_1 \cdot v_1 = A_2 \cdot \rho_2 \cdot v_2$$

□ caudal masico(=ρ\*v)

A Area de la sección transversal

ρ Densidad del fluido

v Velocidad del fluido

Esta ley es relevante para la ley de los gases.

**4.2.1 Numero de reynolds.** El número de Reynolds es un número a dimensional utilizado en mecánica de fluidos, diseño de reactores y fenómenos de transporte para caracterizar el movimiento de un fluido.

Como todo número a dimensional es un cociente, una comparación. En este caso es la relación entre los términos conectivos y los términos viscosos de las ecuaciones de Navier-Stokes que gobiernan el movimiento de los fluidos.

Otro ejemplo: En el análisis del movimiento de fluidos en el interior de conductos proporciona una indicación de la pérdida de carga causada por efectos viscosos.

Además el número de Reynolds permite predecir el carácter turbulento o laminar en ciertos casos. Así por ejemplo en conductos si el número de Reynolds es menor de 2200 el flujo será laminar y si es mayor de 2200 el flujo será turbulento. El mecanismo y muchas de las razones por las cuales un flujo es laminar o turbulento es todavía hoy objeto de especulación.

Según otros autores:

Para valores de  $Re \leq 2000$  el flujo se mantiene estacionario y se comporta como si estuviera formado por láminas delgadas, que interactúan solo en base a esfuerzos tangenciales, por eso a este flujo se le llama flujo laminar. El colorante introducido en el flujo se mueve siguiendo una delgada línea paralela a las paredes del tubo.

Para valores de  $2000 \leq Re \leq 4000$  la línea del colorante pierde estabilidad formando pequeñas ondulaciones variables en el tiempo, manteniéndose sin embargo delgada. Este régimen se denomina de transición.

Para valores de  $Re \geq 4000$ , después de un pequeño tramo inicial con oscilaciones variables, el colorante tiende a difundirse en todo el flujo. Este régimen es llamado turbulento, es decir caracterizado por un movimiento desordenado, no estacionario y tridimensional.

Este número recibe su nombre en honor de Osborne Reynolds (1842-1912), quien lo describió en 1883. Viene dado por siguiente fórmula:

$$Re = \frac{\rho v_s D}{\mu}$$

$$Re = \frac{v_s D}{\nu}$$

Ecuación 2

donde

$\rho$ : densidad del fluido

$v_s$ : velocidad característica del fluido

$D$ : Diámetro de la tubería a través de la cual circula el fluido

$\mu$ : viscosidad dinámica del fluido

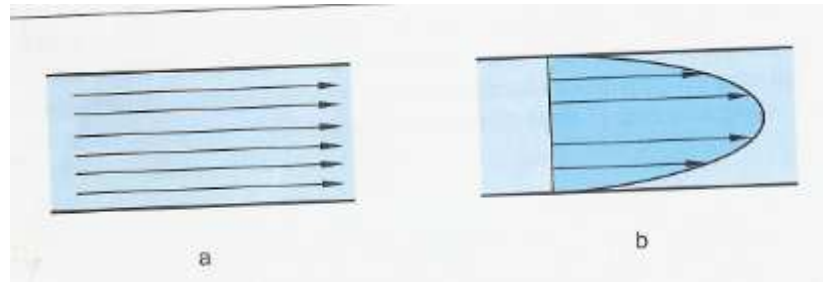
$\nu$ : viscosidad cinemática del fluido

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

Ecuación 3

- **Perfiles de flujo.** En un flujo laminar, las distintas capas de moléculas que forman el fluido no se entre mezclan unas con otras si no que fluyen ordenadamente unas sobre otras (ilustración 1), evidentemente la velocidad en las paredes es cero por el rozamiento y en el centro de la tubería es donde la fuerza de retardo alcanza el valor mínimo. El perfil de velocidades correspondientes es suave y estable. Un ejemplo de un fluido laminar es un flujo de crudo que circula lentamente pr la tubería.

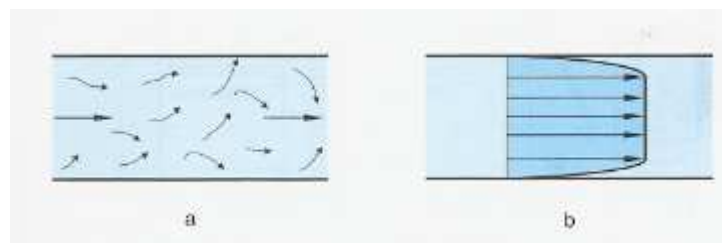
Ilustración 1. Perfiles de flujo



**Fuente:** Medición de caudal. Madrid: Endress-Hausser, 2004.Vol. 1. p. 30.

- **Fluidos turbulentos.** Un flujo se vuelve turbulento o bien porque la velocidad aumenta, o bien porque la viscosidad disminuye. Tanto lo primero como lo segundo incrementa considerablemente la interacción que entre las moléculas que forman el fluido y el movimientos de estas se vuelve aleatorio por todo el cuerpo del fluido. Debido a esta mayor interacción entre moléculas las partículas altas velocidades son frenadas y las partículas a bajas velocidades son aceleradas. El resultado es que la mayoría de partículas en el centro de la tubería acaban moviéndose a casi la misma velocidad (ilustración 2.)

Ilustración 2. Perfiles de flujo



**Fuente:** Medición de caudal. Madrid: Endress-Hausser, 2004.Vol. 1. p. 30.

## 5. MEDIDORES DINAMICOS

La medición dinámica se utiliza para certificar los volúmenes de producto que se recibe o se entrega en custodia ya sea para ser procesado o transportado utilizando medidores instalados en línea.

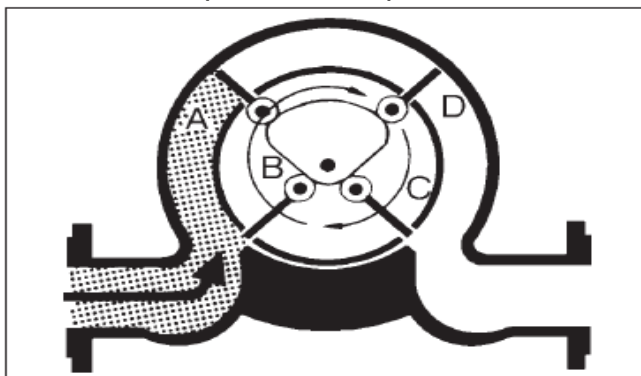
El manual único de medición de Ecopetrol especifica que los equipos de medición para transferencia de custodia deben ser de tipo turbinas, desplazamiento positivo y coriolis.

### 5.1 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Estos medidores son giratorios y de desplazamiento positivo. La carcasa es labrada a precisión y contiene un rotor que gira sobre rodamientos de bolitas, e incluye álabes distribuidos en forma pareja. Al fluir el líquido a través del medidor, el rotor y los álabes (paletas) giran alrededor de una leva fija, haciendo que estos se desplacen hacia afuera. El movimiento sucesivo de los álabes forma una cámara de medición de volumen exacto entre dos de los álabes, el rotor, la carcasa, y las tapas inferior y superior. Cada rotación del rotor produce una serie continua de estas cámaras cerradas. Ni los álabes, ni el rotor, hacen contacto con las paredes estacionarias de la cámara de medición. Una de las características sobresalientes del medidor Smith es el hecho de que el flujo pasa sin perturbaciones durante la medición. No se desperdicia energía agitando innecesariamente el líquido.

En la ilustración 3 se puede observar como el líquido no medido (área sombreada) ingresa al medidor. El rotor y los álabes giran hacia la derecha. Los álabes A y D se encuentran totalmente extendidos, formando la cámara de medición. Los álabes B y C están retraídos

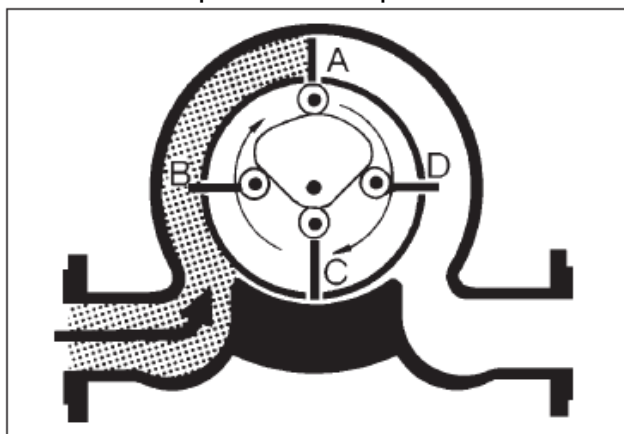
Ilustración 3. Medidores de desplazamiento positivo



**Fuente:** Medición de caudal. Madrid: Endress-Hausser 2004, Vol. 1. p. 78.

En la ilustración 4 se puede observar que el rotor y los álabes han efectuado una octava de revolución. El álabe A se encuentra totalmente extendido. El álabe B está parcialmente extendido. El álabe C se ha retraído completamente. El álabe D se encuentra parcialmente retraído.

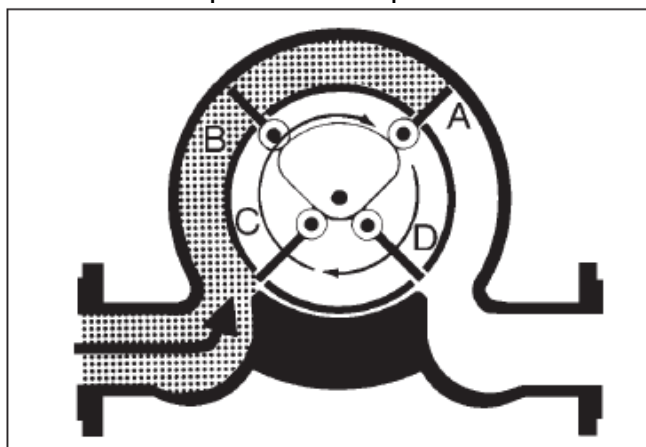
Ilustración 4. Medidores de desplazamiento positivo



**Fuente:** Medición de caudal. Madrid: Endress-Hausser 2004, Vol. 1. p. 78.

Como se observa en la ilustración 5 ha ocurrido un cuarto de revolución. El álabe A se encuentra extendido todavía y ahora el B está ahora extendido. Existe ahora un volumen exacto y conocido de líquido en la cámara de medición.

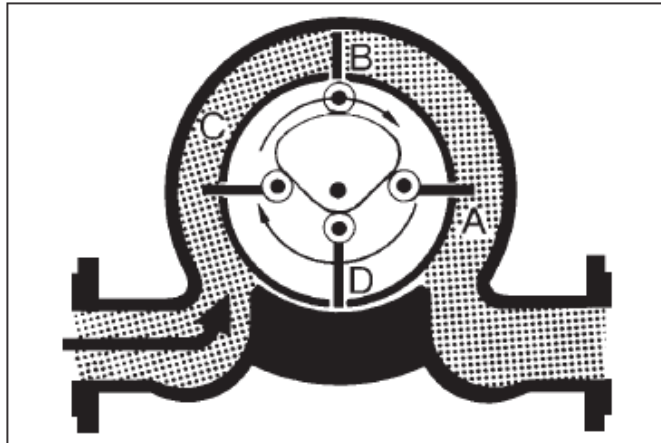
Ilustración 5. Medidores de desplazamiento positivo



**Fuente:** Medición de caudal. Madrid: Endress-Hausser 2004, Vol. 1. p. 79.

En la ilustración 6 se observa una octava de revolución más tarde, el líquido medido está saliendo del medidor. Está a punto de formarse otra cámara de medición entre los álabes C y B. El álabe A se encuentra retraído, y el C está empezando a salir. En tres octavos de revolución se han formado dos cámaras de medición, y otra está a punto de formarse. Este ciclo continúa repitiéndose mientras fluya el líquido

Ilustración 6. Medidores de desplazamiento positivo



**Fuente:** Medición de caudal. Madrid: Endress-Hausser 2004, Vol. 1. p. 79.

La exactitud de los medidores de desplazamiento positivo va a depender de tres factores:

- Que el volumen de la cámara permanezca constante, para ello se debe evitar depósito de cera o adherencia viscosa y desgaste que cause un cambio en el volumen.
- Que todo el líquido que entra al medidor vaya a la cámara.
- Que el flujo transferido pase por el medidor solo una vez.

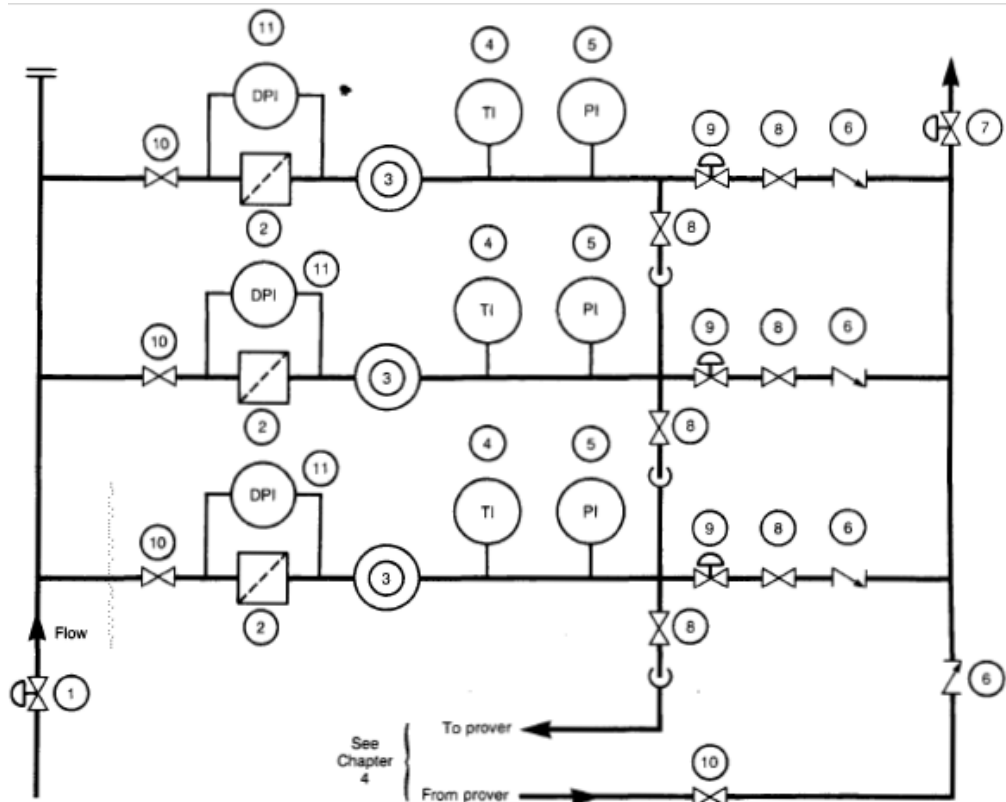
Evitando que el porcentaje de pérdida alrededor o a través de la cámara de medición pueda cambiar debido a una variación en la viscosidad del líquido y/o desgaste que agranda o reduce las áreas de espacios libres.

➤ **Instalación.** Seleccione una base adecuada para apoyar el medidor. Este no debe quedar sobre la tubería. Se exceptúan los medidores instalados verticalmente que si están sostenidos por la tubería.

- Disponga de tubos de salida de tal manera que se evite la formación de un sifón, que impedirá el drenaje del líquido.
- Proteja al medidor y al sistema de tuberías contra los efectos de expansión térmica para lo cual deberá instalarse una válvula de alivio térmico adecuado.
- Evite esfuerzos de la tubería sobre el medidor
- Instale un desaireador o eliminador de gases para impedir la entrada de aire o vapor al medidor
- Remueva el mecanismo interior si el sistema se va a someter a una prueba de presión de agua
- Limpie el interior de la tubería antes de poner en funcionamiento el medidor.

- No calibre con agua ni permita que esta quede en el interior del medidor
- Este completamente seguro de la dirección del flujo el cual debe ser de izquierda a derecha mirando por el alojamiento correspondiente a la brida.
- Instale una válvula de control de contrapresión abajo del medidor ver ilustración 7.

Ilustración 7. Esquema de instalación medidor DP.



**Fuente:**, Manual of Petroleum Measurement Standards. 2 ed. Englewood, USA: Petroleum Institute, 2002. p. 9.

**Características del medidor.** Las características básicas de este medidor es que mide el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad de  $\pm 0.025\%$  y si desea obtener una buena repetibilidad es necesario mantener un flujo constante.

La linealidad de este tipo de medidores es de aproximadamente  $\pm 0.25\%$  si las condiciones de operación tales como temperatura, viscosidad y presión entre otras se mantienen constantes al variar la rata de flujo el factor de calibración estará dentro de ese rango.

## 5.2 MEDIDOR TIPO TURBINA

El medidor tipo turbina mide la velocidad rotacional generada por el rotor la cual es proporcional a la velocidad del fluido. Con esta información se deduce el volumen del líquido que ha pasado por el medidor. Los factores que afectan la precisión de estos medidores generalmente son analizados en términos de sus efectos:

a) Área de flujo: El medidor de turbina, mide el flujo volumétrico por deducción. En realidad detecta la velocidad de flujo en base a la velocidad de rotación de un rotor de alabes. Se asume que el flujo volumétrico (Q) es proporcional a la velocidad de flujo que se mide (V), suponiendo una área de flujo constante.

$$Q(\text{pies}^3/\text{seg}) = (V(\text{pie}/\text{seg})) \cdot (A(\text{pie}^2))$$

b) La contrapresión del sistema: Se recomienda que la contrapresión mínima sobre el medidor de turbina sea 1.25 veces mayor que la presión absoluta de vapor más dos veces la caída de presión a través del medidor.

$$P_b = (1.25 \cdot P_e + 2 \cdot D_p)$$

Donde:

$P_b$  = Contrapresión mínima

$P_e$  = Presión absoluta de vapor

$D_p$  = Caída de presión a través del medidor

c) Velocidad del rotor: La suposición de que la velocidad media del rotor esté directamente proporcional a la velocidad axial a través del medidor puede verse afectada por los siguientes factores:

- Fricción del rodamiento
- Fricción viscosa
- Configuración de álabe del rotor
- Acondicionamiento de flujo

Algunos de los factores que puedan afectar el área del flujo constante son:

- Depósitos (Parafina)
- Espesor de capa límite
- Cavitación
- Condiciones de operación (temperatura y presión)

Por ejemplo para un medidor de 2" una película de una milésima de pulgada afectará el rendimiento del medidor más o menos en el 2%.



### Ilustración 8. Esquema de instalación medidor turbina

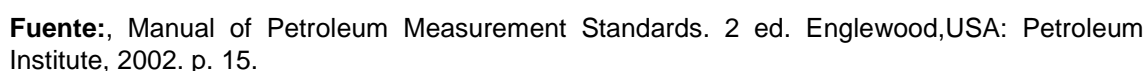


Diagrama de un tubo de medición de flujo con una turbina. El tubo tiene una longitud total de 10 diámetros de tubo para la sección de aguas arriba y 5 diámetros de tubo para la sección de aguas abajo. Se muestran las venas de enderezamiento, la sección de aguas arriba, el medidor de turbina y la sección de aguas abajo.

**5.2.3 Características del medidor.**Un medidor de turbina de alto rendimiento posee baja fricción en los rodamientos.

La rata de flujo en la que la velocidad del rotor comienza en desproporción frente a la rata de flujo del liquido, porque aumenta a medida que se incrementa la viscosidad

Cualquier cambio en la geometría de los bordes de los alabes del rotor debido a erosión o adherencia de basura, cambiara la relación entre la velocidad del rotor y la del liquido, por consiguiente, el rendimiento del medidor

Cualquier depósito sobre la parte del área de flujo a través del rotor afectara drásticamente el rendimiento del medidor.

Los medidores de turbina experimentan cambio en el area de flujo a raíz de las variaciones significativas en la presión y la temperatura.

El medidor tipo turbina mide el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad de  $\pm 0.02\%$  y si se desea obtener una buena repetibilidad es necesario mantener el flujo constante

La linealidad de los medidores tipo turbina es aproximadamente de  $\pm 0.25\%$

### 5.3 MEDIDORES TIPO CORIOLIS

En este tipo de medidores, el fluido pasa a través de un tubo en forma de “U” (existen otras formas, dependiendo del fabricante). Este tubo vibra a su frecuencia natural, excitado por un campo magnético, con una amplitud de menos que 1mm. Si hacemos circular un fluido por su interior durante la mitad del ciclo de vibración del tubo, el fluido entrante empuja el tubo hacia abajo resistiéndose a la vibración, en cambio que el fluido saliente lo hace hacia arriba. Esta combinación de fuerzas causa que el tubo experimente una torsión. Durante la segunda mitad del ciclo, cuando el tubo se mueve hacia abajo, la torsión resultante tendrá la dirección opuesta. Por consiguiente, tenemos que en cada codo del tubo se produce un oscilación de igual frecuencia (la frecuencia natural) pero desplazadas en fase. Este desplazamiento de fase es directamente proporcional a la razón de flujo másico del fluido que circula por el interior. Si se colocan sensores electromagnéticos (“pickups”) en cada codo, estos generan una señal sinusoidal cuya diferencia de fase ( $\Delta T$ ) es medida por una unidad electrónica del transmisor para transformarla finalmente en una señal de 4-20 mA.

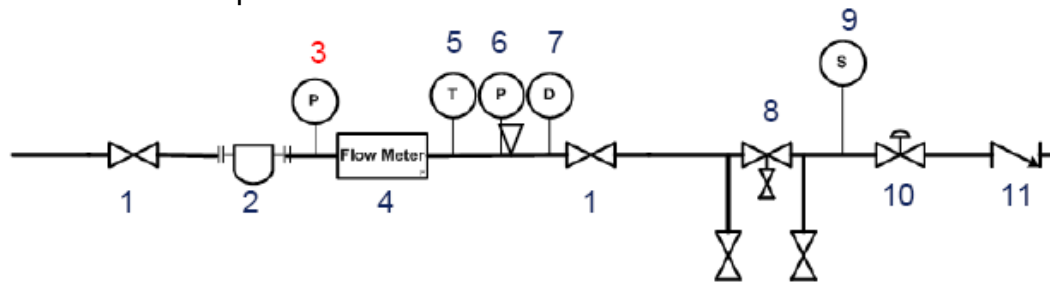
➤ **Instalación.** Este tipo de medidor mide la masa directamente, pero para medir volumen la configuración toma la masa medida y la divide por la densidad medida por el equipo, se recomienda instalar un transmisor de temperatura por separado para compensar y hacer los ajustes cuando se realizan la conversión a volumen, pues no es recomendable usar la

RTD de Coriolis puesto que su instalación ha sido diseñada para hacer compensación para el material de los tubos. Durante la instalación del sensor los tubos deben permanecer llenos de fluido en una sola fase y no deben transmitirse vibraciones externas a estos; teniendo en cuenta que la interferencia electromagnética (EMI) no debe exceder la capacidad del blindaje del sensor.

Algunas recomendaciones para el mantenimiento del sistema son:

- Inspección visual del montaje mecánico cada año.
- Inspección visual de los sellos de conexión y del conduit cada año.
- Verificación del cero flujo durante la puesta en marcha y cada seis meses
- Verificación de salida análogos y pulsos cada año
- Verificación de lecturas de densidad cada año

Ilustración 10. Esquema de instalación



**Fuente:**, Manual of Petroleum Measurement Standards. 2 ed. Englewood,USA: Petroleum Institute, 2002. p. 16.

**5.3.2 Características del medidor.** Se logran exactitudes de  $\pm 0.10\%$  en medición de flujo, con repetibilidad de  $\pm 0.005\%$ . La exactitud sobre la medida de densidad es de  $\pm 0.0005 \text{ g/cc}$

Rangeabilidad de 20:1 a 80:1; dependiendo del modelo

El sensor es no intrusivo y no tiene partes móviles propensas al desgaste, expuestas al proceso, lo que genera bajo mantenimiento.

Fácil instalación pues no se requieren condiciones especiales de flujo o acondicionamiento de la tubería

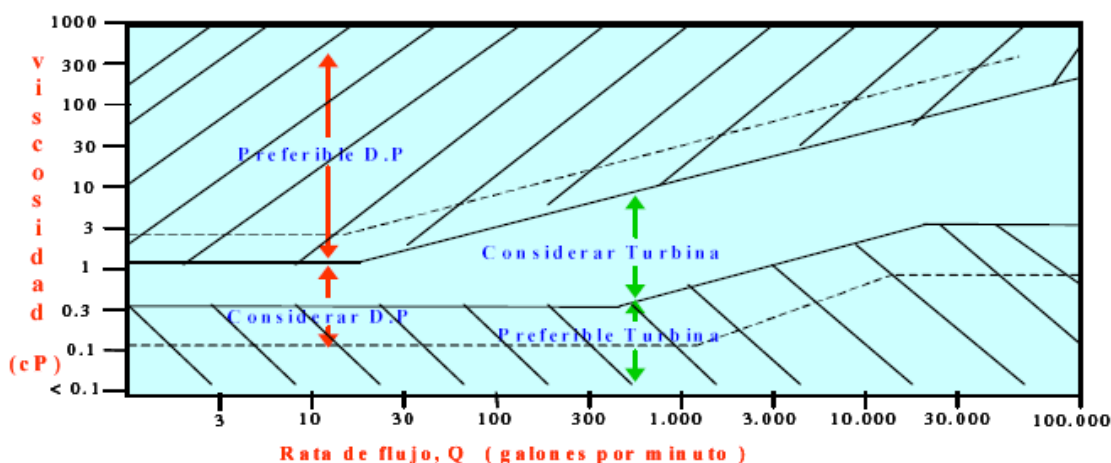
## 5.4 SELECCIÓN DE MEDIDORES

Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se efectúa con medidores de desplazamiento positivo (DP) ó de turbina de alto rendimiento que son los métodos tradicionales de medición de flujo que determinan el

caudal volumétrico del fluido, basados en condiciones de operación aparentemente constantes; pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición, a menos que se introduzcan los factores de corrección necesarios, basados en las condiciones reales del proceso. Otro método es el de medir directamente el caudal másico del fluido. Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API es utilizando efecto Coriolis.

Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido, ya que existen equipos que son mas exactos según las variables que posea el líquido, también es necesario analizar el comportamiento del factor del medidor frente a la tasa de flujo (ver figura 10 y Figura 11)

Ilustración 11. Esquema de de flujo.



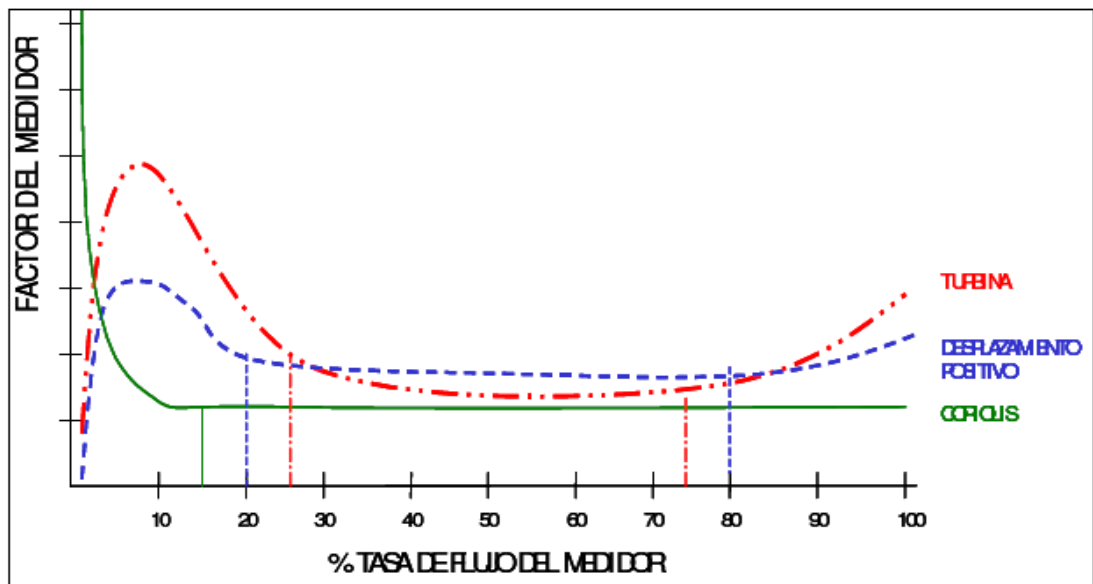
**Fuente:** Manual Único De Medición. Santa fe de Bogotá DC. 2005. ECOPETROL. p.6.

La viscosidad del líquido es el factor principal que determina si el medidor por DP(Desplazamiento positivo) o el medidor de turbina proporcionará la mejor exactitud global para un servicio de transferencia en particular. La figura 10, presenta una guía para la selección de medidores DP y de turbina según la viscosidad y rata de flujo. Dicha figura nos ilustra lo siguiente:

- El medidor de desplazamiento positivo tiene mejor rendimiento con líquidos de alta viscosidad en cambio el medidor de turbina tiene mejor rendimiento para líquidos con baja viscosidad
- Los medidores de turbina tienen mejor rendimiento cuando desarrollan el máximo flujo turbulento. Por lo tanto, pueden ser usadas como líquidos de alta viscosidad a altas ratas de flujo.
- Las turbinas pueden tener variaciones en el comportamiento cuando son usadas con líquidos que tienen viscosidad, cambiantes.

- Las turbinas se utilizan normalmente para medir baja viscosidad, productos refinados tales como: propano, gasolinas, kerosene, diesel y son muy precisas cuando miden este tipo de productos.
- Las turbinas en términos de operación tienen más larga vida de servicio que los medidores de desplazamiento positivo.
- Las turbinas no se pueden utilizar con líquidos que contengan sustancias que puedan aglomerarse alrededor de la superficie del medidor afectando el área de flujo a través del rotor y la velocidad del mismo.

Ilustración 12. Factor de medición



**Fuente:** Manual Único De Medición. Santa fe de Bogotá DC. 2005. ECOPETROL. p.7.

## 6. PROVERS

La función del probador es verificar el volumen medido por cada uno de los medidores que conforman un sistema de medición dinámico. Durante la medición del prover se determina el factor de medición. El factor de medición es obtenido por una comparación sencilla entre el volumen registrado por el medidor y el volumen certificado del probador. El propósito del factor de medición es la de verificar la medición realizada por el medidor. Obteniendo el factor de medición es un paso esencial en el cálculo del volumen recibido o entregado durante la transferencia en custodia.

La función del probador es verificar el volumen medido por cada uno de los medidores que conforman un sistema de medición dinámico, realizando una comparación sencilla entre el volumen registrado por el medidor y el volumen certificado del probador.

Existen varios tipos de probadores según su principio de funcionamiento:

- Probadores convencionales de tubería o probadores de desplazamiento mecánico.
- Probadores de volumen pequeño
- Probadores volumétricos o tanques
- Medidores maestros

### 6.1 PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Los probadores convencionales para líquidos, consisten de tres diseños básicos. Estos son los siguientes:

- Unidireccionales de esfera
- Unidireccionales de pistón
- Bidireccionales de esfera

➤ **Unidireccionales de esfera.** Calibración: Los probadores unidireccionales de esfera se deben calibrar cada cinco años

Operación:

- Este tipo de probador opera de forma similar al bidireccional y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son los mismas

- Su principal característica es que la parte de tubería de volumen calibrado, son las mismas

- Su principal característica es que la parte de tubería con volumen calibrado (entre switchwes) es un tramo.

➤ **Unidireccionales de pistón.** Calibración: Los probadores compactos unidireccionales de piston se deben calibrar cada cinco años.

- Este tipo de probador opera en forma similar al unidireccional de esfera y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son los mismos

- La parte de tubería con volumen calibrado (entre switches), es un tramo recto debido a que el pistón no tiene facilidad, que si tiene la esfera, para desplazarse por tuberías debido a su rigidez, por lo tanto, este tipo de probador ocupa más espacio que el de la esfera y necesita dos cheques adicionales para poder invertir la dirección del pistón.

Necesita de tramos de muchos más largos para acoplar a la valvula de cuatro vías. Estos tramos deben ser rectos para así asegurar que el fluido registrado por el medidor, este siendo desviado a través del probador.

➤ **Bidireccional de esfera y de pistón.** Calibración: los probadores de esfera se deben calibrar cada cinco años.

- Los probadores bidireccionales consisten en una valvula de cuatro vías, dos cámaras de lanzamiento, tuberías de carrera previa, sección de volumen calibrado, dos switches detectores de la esfera y algunos elementos adicionales.

- La posición de la valvula de cuatro vías determina la dirección del flujo.

- Las cámaras de lanzamiento envían la esfera en la corrida de prueba, como también desaceleran la misma al llegar a ellas.

- La tubería de carrera previa permite suficiente tiempo a la valvula de cuatro vías para hacer sello completo antes que efectue los switches, esto asegura que el fluido registrado por el medidor, este pasando completamente a través del probador.

- La sección de volumen calibrado en el probador es la comprendida entre los switches detectores y se compara con el volumen registrado en el medidor bajo prueba; esta relación resulata el factor de corrección llamado "FACTOR DEL MEDIDOR"

- El volumen base calibrado es la suma de los volúmenes en ambas direcciones entre detectores.

## 6.2 PROBADORES DE VOLUMEN PEQUEÑO

Este tipo de probador puede ser móvil o fijo y el volumen es certificado es notoriamente menor que uno convencional debido a la ayuda de los detectores de alta precisión usados en conjunto con las técnicas de interpolación de pulsos. Los métodos de interpolación de pulsos, que comprenden el conteo de una fracción de una serie de pulsos, son usados para obtener una alta resolución sin querer contar los 10.000 pulsos mínimos recomendados del medidor, para un paso del desplazador entre detectores, la repetibilidad y precisión requerida depende de la electrónica de interpolación, la uniformidad de los pulsos generados por el medidor, la estabilidad de la presión, temperatura, el flujo(para turbinas y ultrasónico) y las características propias del medidor.

Elementos del probador de volumen pequeño

- Un cilindro calibrado con sus switches detectores del desplazador
- Un desplazador, tal como, piston, esferas u otros dispositivos
- Un medio para posicionar el desplazador
- Un dispositivo medidor de presión
- Un dispositivo medidor de temperatura

Estos probadores deben estar provistos con líneas de drenaje y venteo y se deben dejar las conexiones necesarias para poder realizar la recalibración por el método del "Waterdraw Calibration"

➤ **Tipos De Probadores De Volumen Pequeño.** Unidireccionales, en los cuales el desplazador viaja en una sola dirección a través de la sección calibrada durante el período de prueba. El desplazador retorna a su posición inicial por medio de un mecanismo adicional actuado hidráulicamente.

Bidireccionales, son los que permiten al desplazador viajar en una dirección y luego en la otra durante el período de calibración. Esto se logra reversando el flujo por medio de una válvula de 4 vías.

➤ **Consideraciones Para La Selección De Un Probador De Volumen Pequeño O Compacto.** El probador será exclusivo de un sistema de medición o será compartido por varios sistemas de medición.

Dispersión geográfica de los sistemas de medición dentro de la Estación (Manejo de contaminación, diferencia de temperatura entre probador y medidor).

- Rangos de temperatura y presión.



- Ratas de flujo mínima y máxima esperadas y la estabilidad de la rata de flujo.
- Propiedades físicas de los líquidos a ser manejados.
- Tipo del medidor a ser calibrado.
- Características de la señal de salida del medidor.
- El grado de automatización a ser incorporado en la operación de prueba.
- Códigos y normas con los que debe cumplir en el sitio de operación.
- Disponibilidad de facilidades en el sitio, tales como energía, agua, espacio, etc.
- La pérdida de presión a través del probador no debe ser mayor a las admisibles del brazo medidor bajo prueba.
- Tamaño del bache para poder realizar el proceso de calibración.
- Tiempo necesario para poder realizar el proceso de calibración
- Conocimiento y nivel tecnológico para operar y mantener el probador compacto.

En la determinación de la sección calibrada entre detectores, los siguientes criterios deben ser considerados por el diseñador:

- La exactitud, resolución y repetibilidad de los switches detectores. 9 La resolución del medidor en Pulsos/unidad de volumen.
- La exactitud, resolución, repetibilidad y estabilidad del sistema de interpolación de pulsos.
- La mínima y máxima rata de flujo del medidor bajo prueba.
- La uniformidad de la señal del medidor relativa al tiempo (ver "Espacio entre pulsos" en definiciones).

### **6.3 PROVADORES VOLUMÉTRICO TIPO TANQUE**

Estos tipos de probadores son recipientes de volumen conocido que pueden ser cerrados o abiertos. Este probador es ideal para calibración de probadores y medidores empleados en llenaderos de carrotanques.

➤ **Calibración.** Las calibraciones de estos tanques deben ser realizadas con agua como líquido de calibración y deben venir con su correspondiente certificado de calibración; este tiene una validez de: cinco (5) años si se utilizan para calibración de medidores ó de tres (3) años si se utilizan para calibración de probadores. Se utiliza el agua como líquido de calibración, debido a sus propiedades de bajo coeficiente de expansión térmica y alta capacidad calorífica.

- En caso que los probadores volumétricos se encuentren calibrados con una temperatura base diferente a 60°F, se debe utilizar como volumen base de la calibración, el volumen equivalente a 60 °F calculado con base en el valor del volumen certificado y la diferencia de temperaturas base.

- Para calibrar un medidor con un tanque de prueba, este último debe tener una capacidad suficiente para proveer una duración tal que la prueba resulte ser aceptable para todas las partes involucradas. La capacidad del tanque de prueba no debe ser menor que el volumen entregado en un minuto a la rata de flujo de operación normal a través del medidor bajo prueba. Sin embargo, es preferible que la capacidad sea de 1.5 a 2 veces el volumen entregado en un minuto.

- Los diámetros internos de los cuellos de los probadores volumétricos deben ser tales que, la más pequeña graduación no represente más del 0.02% del volumen total, pero este diámetro interno del cuello no debe ser menor de 10 Cms, para poder introducir los termómetros y/o algún elemento para la limpieza de las paredes internas del tanque. Las lecturas leídas en la escala numerada en los cuellos de los probadores volumétricos tipo tanque están expresadas en pulgadas cúbicas, positivas y negativas

➤ **Operación.** El líquido que pasa a través del medidor se recoge en el tanque, hasta alcanzar la marca de calibración o un volumen muy próximo a ella.

El volumen se lee en la escala calibrada y luego se compara con el volumen registrado por el medidor. De esta comparación se calcula el factor de corrección llamado "FACTOR DEL MEDIDOR"

➤ **Desventajas.** Para altas ratas de flujo el tanque tendría que ser muy grande lo cual resulta poco práctico.

- El flujo se debe iniciar tan pronto comience el llenado y pararse cuando el recipiente este lleno.

- Cuando se usa para productos muy viscosos estos se adhieren a las paredes produciendo inexactitud

## 6.4 MEDIDORES MAESTROS

Cuando un medidor es seleccionado como referencia para evaluar otro medidor, aquel se denomina medidor maestro y la comparación de las dos lecturas de los medidores es el método de prueba llamado indirecto.

Calibración: Los medidores maestros tipo turbina y desplazamiento positivo deben ser calibrados a las mismas condiciones operacionales y con el mismo producto con los cuales va a trabajar. Para una mejor exactitud de su calibración se recomienda calibrar el medidor maestro con probadores de volumen pequeño o probadores convencionales de tubería previamente calibrados por el método Water Draw. Su calibración se hará cada tres meses. Los medidores tipo Coriolis, aunque no están mencionados en el API MPMS capítulo 4

sección 5 de la versión mayo del 2000, pueden ser utilizados como medidores maestros en cuyo caso no requieren ser calibrados con los mismos productos a los cuales va a trabajar.

➤ **Operación.** Tanto el medidor a evaluar como el medidor maestro deben estar equipados con registradores de flujo o contadores de pulsos, de tal forma que éstos sean inicializados y parados al mismo tiempo en forma eléctrica.

Al igual que los probadores convencionales, el medidor maestro debe ser acoplado en serie, asegurándose que todo el flujo que pasa por el medidor a evaluar pase también por el medidor maestro.

## 6.5 VARIABLE DE MEDICIÓN

La generación de la variable de medición en el transmisor es un proceso de tres etapas. El sensor envía su señal al transmisor, que la procesa y la convierte en una señal de salida estandarizada que ya puede ser utilizada con cualquier propósito.

Al diseñar una planta de procesamiento, la exactitud del contador representa un aspecto de relevancia económica. Es preciso consensuar la exactitud que se pretende alcanzar con los costes económicos que implica.

Medición de las variables de proceso:

Hay transmisores para la medición de variables eléctricas (incluidas tensiones, intensidades, potencia, resistencia) y de variables no eléctricas (propiedades mecánicas, neumáticas, térmicas, ópticas o químicas). El sensor genera una señal primaria, que más tarde se procesará.

## 6.6 PROCESAMIENTO DE LA SEÑAL

La señal sin tratar de registrar por el sensor a partir del principio de medición es lo que hasta cierto punto determina la dificultad de procesamiento de la variable (física) en el transmisor. El transmisor amplifica la señal y, en general, la convierte de analógica a digital. Los transmisores modernos suelen incorporar microprocesadores que ofrecen toda una variedad de funciones configurables muy útiles:

- Verificación y ajuste del punto cero
- Verificación y ajuste del nivel de amplificación de la señal de medición
- Corrección de desviaciones
- Linealización de la función característica del valor de medición
- Corrección de interferencias durante la medición
- Corrección del error sistemático del equipo
- Selección por frecuencia de la señal de medición mediante filtros.
- Cálculo de variables de medición indirecta (por ejemplo viscosidad)
- Autocontrol y verificación de plausibilidad
- Generación de valores límite y umbrales de alarma

➤ **Salida de señal (señal estandarizada).** El valor de la variable medida se puede leer directamente en el indicador del contador (indicación) y/o se puede obtener como una salida de señal estandarizada. La disponibilidad de señales estandarizadas en campo contribuye significativamente a la enorme versatilidad de transmisión de los valores medidos a todo el mundo. La estandarización de las interfaces de transmisión permite conectar a los transmisores cualquier dispositivo de indicación, registro y control de controladores de orden superior de cualquier tipo y de todas las partes del mundo.

➤ **Señales analógicas estándar.** Cada vez es más común que los transmisores vayan provistos de un conversor de señales analógico/digital como una función integrada, de modo que, aparte de (o incluso, en lugar de) la señal analógica convencional, también disponen de una salida de señal digital. En la tabla 1 presenta un resumen de las señales analógicas estándares más importantes y habituales.

➤ **Características dinámicas.** La respuesta de señal es el tiempo de transmisión (o retardo), es decir, el tiempo que transcurre entre que se registra una variable del proceso (o su cambio) hasta que el valor medido se actualiza. La respuesta de la señal es una medida de la ejecución dinámica de un

medidor de flujo. Los transmisores empleados para control de realimentación, por ejemplo, suelen funcionar solo en una parte del campo de valores de medición máximo posible. En la práctica, solo es significativa su respuesta en este campo de valores parcial. Por ello, un dispositivo que ofrezca una buena repetibilidad y un error de histéresis bajo, puede ser preferible a un contador caracterizado por una linealidad excelente.

- **Fuente de alimentación.** La mayoría de transmisores necesitan de una fuente de alimentación externa. En una configuración de cuatro hilos, dos de los cables son para alimentación, mientras que los otros dos son para la transmisión de la señal de salida. Un sistema a dos hilos carece de fuente de alimentación (es alimentado por el propio circuito de la señal). Los mismos cables pueden servir para la alimentación y la transmisión de la señal. Pero ello requiere trabajar con un “punto cero activo”, con una corriente de salida de 4-20 mA. La electrónica del transmisor se alimenta con una tensión derivada de la corriente de línea básica de 4-20 Ma. Las ventajas de las configuraciones de circuito alimentado son:

- No se requieren cables de alimentación para el transmisor
- Son fáciles, baratos de instalar y mantener.
- El transmisor es intrínsecamente seguro.
- Los circuitos abiertos interrumpen la alimentación, por lo que se detectan inmediatamente.

## **7. FUNCIONALIDADES DEL TRANSMISOR**

Los transmisores modernos han de cumplir las normativas y estándares industriales y legales en curso. Ello ha propiciado un cambio y una ampliación constantes en los modos de indicación y funcionamiento, sobre todo en el ámbito de las funcionalidades. Antes los instrumentos mecánicos representaban la norma, pero hoy en día la mayoría de los medidores de flujo disponen de indicadores digitales, multi-línea o incluso con pantalla gráfica. Los potenciómetros han simplemente desapareciendo, así como los puentes; los transmisores modernos van provistos de paneles de control y teclas de control de interfaz amigable.

Lo mismo podemos decir de la parametrización remota, por ejemplo con comunicación asistida por ordenador. Algunos transmisores de nueva generación disponen de funcionalidades de alarma con herramienta de apoyo como correo electrónico o mensajes de texto que permiten mandar valores a bases de datos remotos.

Los requisitos de seguridad pueden ser a menudo extremadamente estrictos, de modo que los transmisores digitales disponen de protección por contraseña para acceso no autorizados a las funciones de parametrización.

## 8. VÁLVULAS DE CONTROL

Una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de líquidos o gases mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Las válvulas son unos de los instrumentos de control más esenciales en la industria. Debido a su diseño y materiales, las válvulas pueden abrir y cerrar, conectar y desconectar, regular, modular o aislar una enorme serie de líquidos y gases, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos. Sus tamaños van desde una fracción de pulgada hasta 30 ft (9 m) o más de diámetro. Pueden trabajar con presiones que van desde el vacío hasta más de 20000 lb/in<sup>2</sup> (140 Mpa) y temperaturas desde las criogénicas hasta 1500 °F (815 °C). En algunas instalaciones se requiere un sellado absoluto; en otras, las fugas o escurrimientos no tienen importancia.

La palabra flujo expresa el movimiento de un fluido, pero también significa para nosotros la cantidad total de fluido que ha pasado por una sección de terminada de un conducto. Caudal es el flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de fluido que circula por una sección determinada del conducto en la unidad de tiempo.

➤ **Válvula de control.** La válvula automática de control generalmente constituye el último elemento en un lazo de control instalado en la línea de proceso y se comporta como un orificio cuya sección de paso varia continuamente con la finalidad de controlar un caudal en una forma determinada.

➤ **Partes de la válvula de control.** Las válvulas de control constan básicamente de dos partes que son: la parte motriz o actuador y el cuerpo.

- **Actuador:** el actuador también llamado accionador o motor, puede ser neumático, eléctrico o hidráulico, pero los más utilizados son los dos primeros, por ser las más sencillas y de rápida actuaciones. Aproximadamente el 90% de las válvulas utilizadas en la industria son accionadas neumáticamente. Los actuadores neumáticos constan básicamente de un diafragma, un vástago y un resorte tal como se muestra en la Ilustración 16. Lo que se busca en un actuador de tipo neumático es que cada valor de la presión recibida por la válvula corresponda una posición determinada del vástago. Teniendo en cuenta que la gama usual de presión es de 3 a 15 lbs/pulg<sup>2</sup> en la mayoría de los actuadores se selecciona el área del diafragma y la constante del resorte de tal manera que un cambio de presión de 12 lbs/pulg<sup>2</sup>, produzca un desplazamiento del vástago igual al 100% del total de la carrera.

- **Cuerpo de la válvula:** Este está provisto de un obturador o tapón, los asientos del mismo y una serie de accesorios. La unión entre la válvula y la tubería puede hacerse por medio de bridas soldadas o roscadas directamente a la misma. El tapón es el encargado de controlar la cantidad de fluido que pasa a través de la válvula y puede accionar en la dirección de su propio eje mediante un movimiento angular. Esta unido por medio de un vástago al actuador.



## **9. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CONTROLADOR**

El PLC debe ser suministrado con CPU, circuitos de entradas y salidas aisladas, memoria expandible, fuente de poder redundante, tarjetas con puertos de comunicaciones, cables de potencia y comunicaciones, necesarios para su funcionamiento como un sistema completo y operable durante las 24 horas los 365 días del año.

El PLC deberá estar equipado, alambrado y terminado para manejar la cantidad de entradas y salidas ilustradas en Tabla No. 1, más una capacidad de reserva del 25%. El vendedor deberá suministrar la última versión de CPU, procesadores y controladores de comunicaciones al igual que el software de configuración, operación y comunicación.

Es un requisito muy importante que el PLC sea de diseño modular, expandible en el campo, tanto en hardware como en software.

La confiabilidad del sistema deberá ser del 99.9 % o mejor con límites definidos por los módulos de entrada hasta los terminales de salida.

Todas las tarjetas deberán tener lámparas de indicación de falla visibles para el operador. Igualmente se tendrá alarmas de indicación de falla en la consola del operador y la respectiva alarma será almacenada por un informe de comportamiento del HARDWARE.

El diseño de equipo no permitirá que las tarjetas extraíbles se puedan insertar en una posición errada o deberá contar con las protecciones suficientes que impidan el daño de los módulos en caso de una operación errada.

Todo el hardware del PLC será apto para operar en un rango de temperatura ambiente comprendido entre 0 a 60°C y deberá funcionar dentro un rango de humedad del 5% a 95%.

El sistema deberá estar protegido contra interferencias de radiofrecuencia (RFI) e interferencias electromagnéticas (EMI).

Para procesar la información de entradas y salidas el PLC utilizará barrido asíncrono. El ciclo de tiempo del controlador deberá estar comprendido entre 10 mseg para tareas de alta prioridad y dentro de 50 mseg para balance de tareas.

El PLC deberá tener capacidad de comunicación con otros sistemas digitales de control y de adquisición de datos. Los puertos de comunicación deberán soportar interfaces eléctricas que usen protocolo de comunicación MODBUS RTU.

➤ **Fuente de poder del PLC.** deberá operar con un voltaje de suministro de 120 VAC. El fabricante suministrará una fuente redundante de 24VDC para alimentar el procesador (CPU) y todos los módulos de entradas y salidas y comunicación instaladas en el gabinete del sistema.

La fuente de poder suministrará alimentación a los instrumentos de campo que requieran 24VDC.

La fuente de poder deberá tener indicación del el estado de funcionamiento de la fuente de falla instalada en un lugar visible para el operador.

➤ **Requerimientos del Hardware del PLC.** El sistema deberá permitir que un componente dañado pueda ser extraído y puesto en servicio mientras el sistema permanece en funcionamiento sin que sea necesario quitar la alimentación del sistema o desconectar cables de interconexión o de campo. Esta operación no debe ocasionar ningún daño en los componentes del sistema.

El sistema debe tener un diseño seguro de tal manera que una falla común o una falla individual provoque que las salidas afectadas y los elementos finales de control pasen a posición de seguridad.

Los programas de control y los programas de lógica deben estar protegidos por llave, códigos de acceso de acuerdo a niveles determinados de autorización.

➤ **Unidad Central de Proceso (CPU).** La CPU permitirá la ejecución de los programas de control y soportar la configuración remota o local. Igualmente ejecutará y controlará las funciones de barrido de las entradas y salidas y la comunicación con equipos periféricos.

Los programas y datos de usuario deberán residir en memoria no volátil (Flash). El sistema operativo deberá estar contenido en memoria no volátil. La memoria que contiene el sistema operativo deberá poder recibir actualizaciones en campo a través de herramientas normales de actualización.

El controlador deberá tener una memoria RAM básica que permita futura expansión. La memoria RAM deberá estar soportada por batería. La memoria de la CPU debe ser dimensionada de tal manera que los requerimientos del programa y los puntos de entradas y salidas no ocuparán más de 50% de la capacidad de la CPU quedando un 50% disponible para programación, registro y administración de datos.

La unidad central de proceso debe tener la capacidad para ejecutar funciones de control (lazos PID) y funciones matemáticas.

La CPU deberá tener sistema de diagnóstico interno y dar indicación al usuario de su estado de funcionamiento.

También deberá tener capacidad de diagnóstico de sus sistemas, para detectar las condiciones de funcionamiento y producir alarma en caso de falla de alguno de los componentes del sistema. La CPU debe monitorear la ejecución del programa y servir todas las entradas y salidas y procesadores remotos.

La tecnología utilizada debe garantizar su permanencia en el mercado por un período mínimo de cinco años.

## 10. MÓDULOS DE ENTRADAS Y SALIDAS

El sistema de entradas y salidas deberá ser capaz de recibir y transmitir señales análogas y digitales de acuerdo al listado de señales. Deberá existir aislamiento óptico entre los circuitos lógicos y los circuitos de campo. El nivel de aislamiento de voltaje será de 1500 V. Las salidas deberán llevar fusibles independientes con indicación del estado de los mismos.

Todas las entradas y salidas discretas deberán tener luces de indicación de estado. Las señales análogas serán de 4-20 mA a 24 VDC. El sistema de entradas y salidas se diseñará para detectar y generar alarma de condiciones anormales de la señal de entrada (corriente inferior a 4 mA o superior a 20 mA) o salida en circuito abierto.

➤ **Entradas análogas.** Los módulos de entradas análogas deben ser capaces de convertir las señales análogas en señales digitales que luego puedan ser usadas por el procesador. La resolución mínima de conversión deberá ser de 16 bits. Los módulos multicanales de señales análogas deberán ser configurados para uso en modo diferencial. Deberán aceptar 4-20 mA DC o 1-5 VDC. El método de intercambio de datos se realizará por muestreo en tiempo real. La impedancia de entrada será menor a 600 Ohmios con alimentación de 24 VDC, suministrados por fuente interna. Todas las pantallas (Shields) de los cables de las señales análogas deberán conectarse a una barra de tierra de instrumentos aislada de chasis.

➤ **Salidas análogas.** Estas señales deberán ser de 4-20 mA DC en una resistencia de 600 ohmios, dos hilos y potencia de 24 VDC

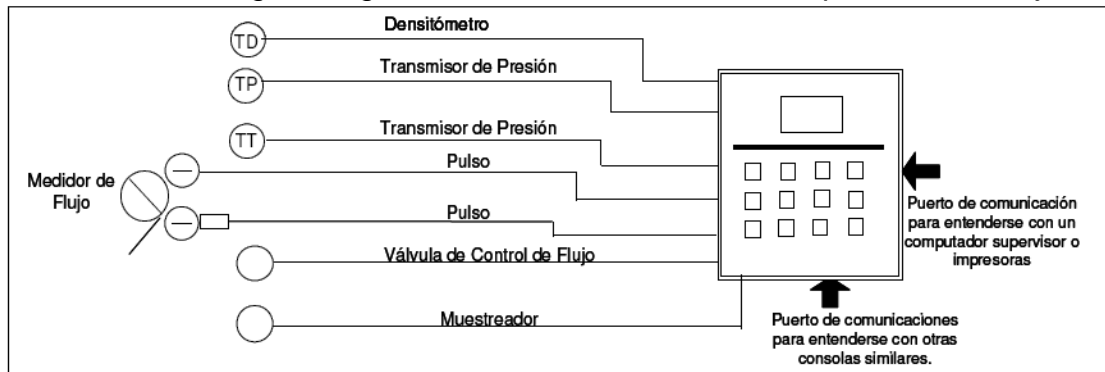
➤ **Entradas digitales (24 VDC).** Todas las señales discretas serán del tipo contacto seco, aisladas individualmente. Todos los módulos deberán tener capacidad de diagnóstico a nivel de punto y protección interna contra sobre corriente de entrada.

➤ **Salidas digitales (24 VDC solamente).** Las salidas discretas tendrán la capacidad de suministrar salidas de pulso momentáneo o sostenido( ON/OFF). Las salidas tendrán relevos electromecánicos con contactos secos de 2A @ 24 VDC y 2A @120 VAC. Los relevos deben ser de operación permanente, alimentados con 24 VDC.

## 11. COMPUTADORA DE FLUJO

Estos tipos de equipos han sido diseñados con componentes electrónicos de estado sólido con los últimos modelos de microprocesadores y se pueden realizar muchas funciones, que anteriormente se hacían en forma manual.

Ilustración 13 Diagrama general de conexión de una computadora de flujo



**Fuente:** Manual Único De Medición. Santa fe de Bogotá DC. 2005. ECOPETROL. p. 21.

Estos equipos hacen cálculos de volumen y compensación en tiempo real por las variables de presión, temperatura y densidad, aplicando los métodos de cálculo y las tablas contenidas en las normas del “Manual of Petroleum Measurement Standard” del American Petroleum Institute, ASTM D1250 y GPA.

### 11.1 MÓDULOS DE LA COMPUTADORA DE FLUJO.

➤ **Módulo de densidad:** Generalmente recibe señales de frecuencia (pulsos), dando facilidades para seleccionar el tipo de unidades (kilogramos/cm<sup>3</sup>, API a 60°F, gravedad específica), el rango, alarmas de alta y baja y además un valor sobrepuesto (por default), en caso de pérdida de la señal de campo.

➤ **Módulo de presión:** Recibe por lo general señales de transmisores análogos de (4-20) mA. Ó de (1-5) VDC con funciones similares al módulo anterior. Tiene la capacidad de almacenar un valor promedio de la variable medida, para que en caso de falla del transmisor o de bloqueo de la señal, el operador pueda sobreponer este valor (por default) y minimizar así cualquier error en la totalización. Este módulo también está en capacidad de calcular y almacenar el valor de la presión de equilibrio del líquido que se está midiendo, con el fin de poder aplicar la corrección correspondiente en la fórmula del CPL.

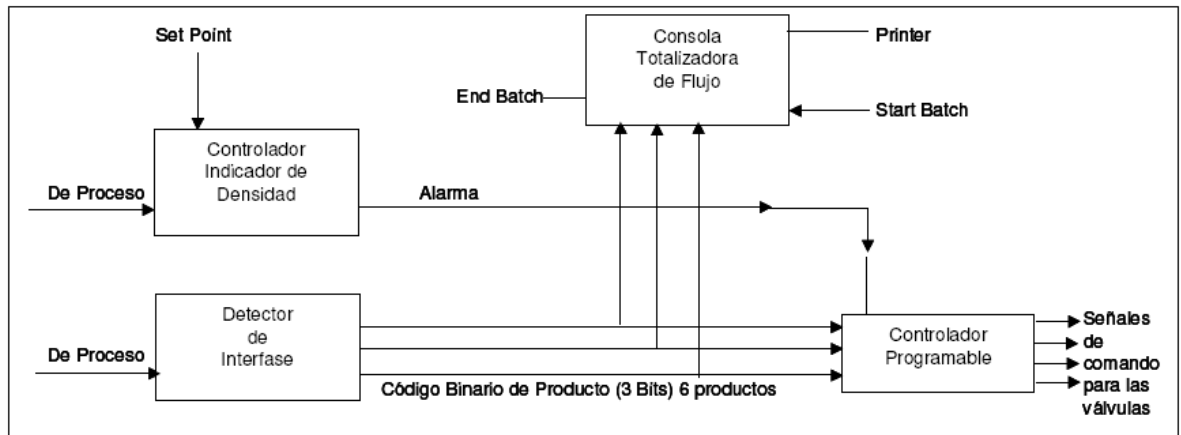
También acepta el valor de la presión base, que normalmente es cero psig o su equivalente según las unidades de ingeniería escogidas.

➤ **Modulo de temperatura:** Tiene funciones similares a los anteriores, pero puede recibir señales de R.T.D. (Resistance Temperature Detector) también recibe el valor de la temperatura base, que normalmente es 60°F (15°C), o el valor equivalente, según las unidades de ingeniería seleccionadas.

➤ **Modulo de flujo:** Puede válvulas de control a un valor que es preestablecido por el usuario, por medio del teclado de la consola, así como también el tipo de control; puede ser proporcional derivativo-integral o proporcional-integral-derivativo y la acción sobre el elemento final de control (directa o inversa) seleccionada. Tiene también alarma por alto y bajo flujo, que son importantes para avisarle al operador que el medidor está trabajando por fuera del rango especificado por el fabricante, en donde las características del medidor son inexactas. Adicionalmente debe estar en capacidad de manejar estrategia de override por presión en caso de control de flujo por cada brazo de medición a fin de garantizar la contrapresión mínima requerida por el medidor.

➤ **Modulo de recepción de señales de pulsos de los medidores:** Es uno de los más interesantes, debido a que puede recibir información de dos bobinas (pick-up-coil) de un mismo medidor, con lo cual es posible implementar alguno de los niveles de integridad de pulsos mencionados en el capítulo 5.5 del API MPMS que sirve para detectar si hay una falla de tipo eléctrica o mecánica en el medidor o los equipos asociados con él, dependiendo de si la diferencia de los pulsos A es mayor o menor a los de B en una cantidad predeterminada. Dependiendo de qué pulsos detecta primero la consola (los A o los B) ésta sabe en qué dirección está fluyendo el flujo en el medidor. Este Modulo también permite colocar el K-Factor del medidor, que servirá como divisor de pulsos. Algunos fabricantes construyen computadores a las cuales se les puede introducir diferentes factores de medidor, para un solo producto, linealizando de esta forma la respuesta del medidor, pues el rango del flujo de operación del medidor se puede subdividir para aplicar un factor para cada tramo, dando como resultado, una mejora sustancial en la exactitud del sistema. También puede manejar factores diferentes para una varios productos. Esta característica es útil en poliductos, en donde con el uso de un detector de interfase (detecta cambio de gravedad del producto) y de los estados de las válvulas en las flautas de entrega/recibo/despachos se puede cambiar el factor para liquidar el producto entrante. Adicionalmente con la alarma generada por el controlador de densidad, al cambio del producto, se conecta al computador en (Start batch) inicio de batch, para colocar los totalizadores en cero, a su vez esta señal y las del detector de fase se conectan a un controlador programable para que ejecute la cerrada y apertura de las Válvulas que operacionalmente deben ser realizadas.

#### Ilustración 14. Conexionado de consola para control automático de baches



Fuente: Manual Único De Medición. Santa fe de Bogotá DC. 2005. ECOPETROL. p. 21.

➤ **Modulo generador de pulsos:** Con los cuales se pueden manejar impresoras de tiquetes remotas o un toma muestra. Los pulsos pueden representar unidades de volúmenes brutos o netos, como también pueden ser divididos de acuerdo a la necesidad del usuario. Por ejemplo para controlar el muestreo en un toma muestras para que sea proporcional a la rata de flujo. El tiempo de toma de las muestras es también controlado de acuerdo a las necesidades, variándole el ciclo útil al pulso de salida.

➤ **Modulo de comunicaciones:** Consta de uno o varios puertos: uno de ellos será destinado para hacer interfase con un computador supervisorio por medio del cual el computador puede recibir comandos y enviar información; de esta manera muchos instrumentos y/o consolas, pueden ser controlados por un computador supervisorio. Uno de los otros puertos es utilizado para comunicarse con una impresora, para generar reportes de parámetros de configuración y constantes, como también alarmas. Todos los datos de configuración de las consolas son introducidos por medio de teclado ó via serial (utilizando aplicación corriendo en un computador personal) y pueden ser visualizados en un “display” dispuesto para tal efecto. En todo caso toda la configuración debe residir en memoria no volátil, soportada con baterías, con tiempo de respaldo de preservación de los datos de al menos 2 años; en caso de baja carga de esta batería debe producirse una alarma. Todos los datos tales como hora, fecha, identificación, parámetros de entrada, códigos de comunicaciones, etc., son similares para las consolas diseñadas por distintos fabricantes, sin embargo no todas son presentadas de la misma forma ni presentan las mismas flexibilidades para su visualización, aspecto que deberá ser consultado con los fabricantes según las necesidades de cada proceso. Especial cuidado debe tenerse al señalar la aplicación y los métodos de compensación según los fluidos a manejar : refinados líquidos, GLP, crudos, productos intermedios, gasohol y combinaciones de los anteriores.

Tienen capacidad para manejar más de un brazo de medición a la vez, lo cual las hace atractivas para ser usadas en sitios donde hay banco de medidores

(más de 2). Todos estos computadores pueden recibir tanto manual como remotamente el factor del medidor después de haber sido calculado por el equipo designado para tal efecto. Es conveniente colocar en el campo equipos totalizadores alimentados con baterías, para servir de soporte al sistema, en caso de fallas eléctricas o pérdidas de señales.



## **12.CARACTERÍSTICAS GENERALES DE MASTER STATION**

Se recomienda el uso de una estación maestra para manejar las válvulas motorizadas de un área geográfica relativamente confinada por varias razones que consideramos convenientes como:

La estación maestra permite configurar la comunicación de los actuadores en anillo redundante a diferencia del protocolo modbus que es un bus simple y no es redundante.

La lógica de handshaking entre el sistema de control y cada actuador lo ejecuta la ME y no el sistema de control como se requiere cuando se implementa la comunicación modbus, esto disminuye la carga de procesamiento del PLC.

En las ME vienen implementadas por defecto algunas funciones de diagnostico propietarias de cada fabricante que no vienen implementadas en el protocolo Modbus.

Las ME están diseñadas para soportar un gran número de actuadores esclavos sin afectar el ancho de banda de el enlace de comunicaciones mientras que con el protocolo Modbus la comunicación se relentiza a medida de que aumentamos el número de actuadores en el sistema.

La opción de cableado en duro (Hardwired) no se contempló debido a los costos de implementación y a que no permite tener información de adicional a los estados de los actuadores, además de las siguientes características:

- Controla hasta 240 unidades de campo por cada estación maestra
- Distancia de lazo hasta de 20 Km (para 240 unidades ) sin repetidor de señal
- Controles para el operario separados del DCS
- Bus de campo en doble anillo redundante
- Instalación sencilla y con fiabilidad
- Parametrización en línea del actuador
- Control y monitoreo del las válvulas motorizadas

### 13. COMUNICACIONES

- **Comunicaciones Ethernet Modbus/TCP.** El controlador posee un puerto de comunicaciones para intercambio de datos sobre una red Ethernet 10/100Base-T usando el protocolo Modbus/TCP. Soporta al menos 5 conexiones entre CPU o sobre una red de supervisión y adquisición de datos.
  
- **Comunicaciones seriales.** La comunicación serial es un protocolo común utilizado por varios dispositivos para instrumentación; existen varios dispositivos compatibles con Modbus que incluyen un puerto RS-232. Además, la comunicación serial puede ser utilizada para adquisición de datos si se usa en conjunto con un dispositivo remoto de muestreo. El puerto serial envía y recibe bytes de información un bit a la vez. Aun y cuando esto es más lento que la comunicación en paralelo, que permite la transmisión de un byte completo por vez, este método de comunicación es más sencillo y puede alcanzar mayores distancias.

#### **14. CARACTERÍSTICAS GENERALES SISTEMA DE SUPERVISIÓN**

El sistema de supervisión es una plataforma modular, escalable, flexible basada en la plataforma Windows NT/2000/XP para los requerimientos de la industria en control regulatorio, lógicas de alta velocidad, control secuencial y batch. Debe incluir un set fácil de utilizar de HMIs, sistema de alarma, históricos y tendencias. El sistema tendrá la capacidad de integrarse con los productos de Allen Bradley, Modicon, Siemens, Bristol Backgok, GE y muchos otros fabricantes. Si estos poseen conectividad a Modbus o pueden ofrecer sus datos en OPC o DDE es muy sencilla la integración con los otros equipos. La funcionalidad como DCS es lograda mediante una perfecta integración entre los controladores híbridos y el servidor. Las estaciones de operador están conectadas al servidor vía Ethernet, usando el protocolo estándar TCP/IP.

## 15. DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO

Se desea implementar un sistema de medición dinámico de butano, para verificar los volumen recibidos desde las barcazas hacia los tanques de almacenamiento, actualmente estos productos se están enviando directamente a los tanques de almacenamiento sin ser medidos.

El sistema de medición que será diseñado deberá tener en cuenta los siguientes datos de proceso para el diseño del sistema de medición.

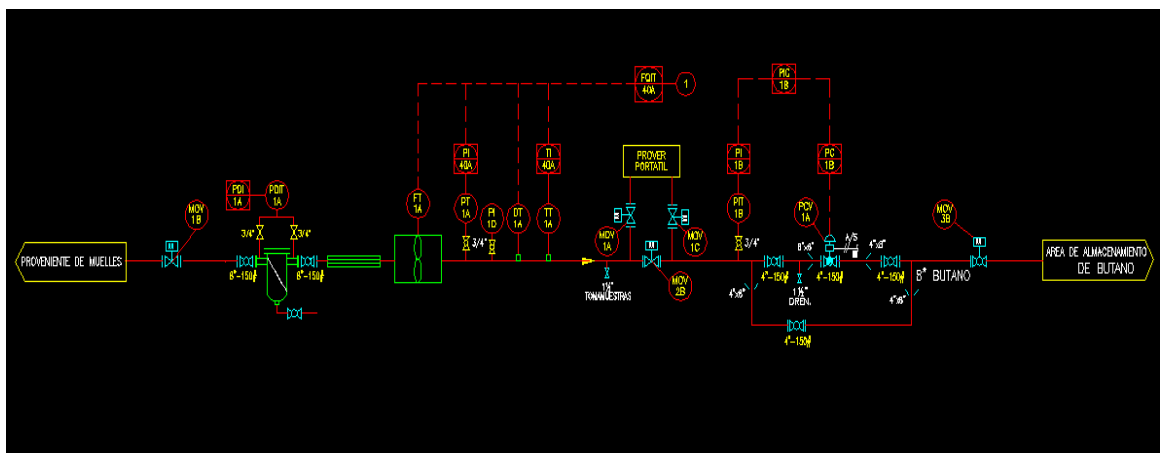
### Tabla 1. Datos

Producto	Temperatura de operación	Viscosidad cP	Rata de flujo BPH	Presión psig
Butano	90-100 °F	0.20	1000	120

Con los datos anteriores se podrá seleccionar los instrumentos y equipos, para el sistema de medición dinámico que se ajusten a los datos de proceso como son temperatura, presión, densidad y flujo.

El sistema de medición dinámico de butano, se desarrollara en base al diseño suministrado por el ingeniero de procesos del proyecto, propuesto en el P&ID (Diagrama de instrumentación y proceso) del sistema.

### Ilustración 15. P&ID



Como se puede observar el P&ID se observa los instrumentos y equipos que son necesarios para implementar el sistema de medición de butano.

Este sistema deberá tener un filtro el cual se encargara de retener las partículas en suspensión que contenga al producto, para evitar que las partículas lleguen hasta el medidor de flujo, el cual ocasionara daños al medidor, además de afectar la exactitud y precisión durante la medición. Este filtro contara con un transmisor de presión diferencial, su función es determinar la diferencia de presión existente entre aguas arriba y aguas abajo del filtro, para determinar que el filtro no esté completamente saturado de partículas, lo que ocasionara una gran caída de presión al sistema después del filtro.

El tipo de medidor de flujo que se utilizara en el sistema de medición será de turbina ya que se ajusta a las características del fluido, el butano posee una viscosidad de 0.20 cP que es una viscosidad baja y además de que la rata de flujo del es de 1000 BPH (Barriles Por Hora). El medidor de flujo tipo de turbina debe tener un acondicionamiento para su implementación la cual se debe tener un distancia de 20D aguas arriba libres de instrumento y 5D aguas abajo o 10D mas un enderezador de flujo aguas arriba y 5D aguas abajo del medidor, esto para garantizar que el flujo se comporte laminarmente y no llegue con turbulencias al medidor para garantizar una mayor exactitud y precisión durante la medición.

El sistema posee toda la instrumentación asociada para realizar los ajustes por temperatura, presión y densidad al fluido durante la medición, estos instrumentos son transmisores de presión, temperatura, densidad y flujo.

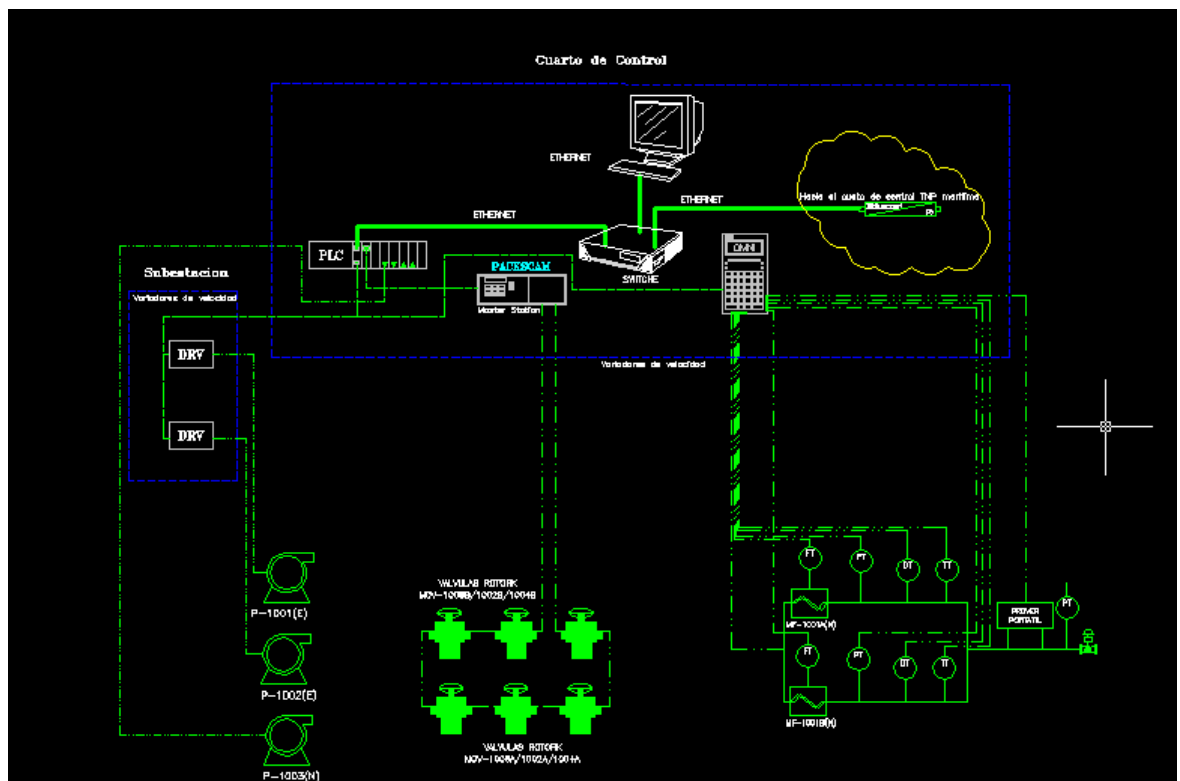
El sistema posee un sistema de alineación hacia el Prober que es hecho a través de válvulas motorizadas, como se menciona anteriormente el prober es un sistema de calibración que verifica que volumen medido por medidor de flujo sea el real.

Por último tenemos una válvula de control presión la cual se encargara de mantener estable la presión del sistema que es de 120 psig, para que no se gasifique, ya que cuando un gas está sometido a altas presiones este pasa de estado gaseoso a líquido.

## 16. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control del sistema de medición ubicado en el muelle se implementará con las facilidades de hardware y visualización en el cuarto de control del muelle. En la ilustración 20, se puede observar la arquitectura de control del sistema de medición.

Ilustración 16. Arquitectura de Control



El sistema de control que se implementara en el muelle tiene como objetivo optimizar el sistema de medición y de control, que se diseño para este muelle. La lógica que se implementará en el PLC estará organizada por rutinas de bloques funcionales gráficos (FBD) de acuerdo a la funciones que se necesiten o lenguaje escalera (ladder), tales como: PID, Entradas Análogas, Válvulas motorizadas, Control de Bombas, Computadora de flujo, etc.

El sistema de bombas será monitoreado y controlado desde un sistema supervisorío el cual se encargara de verificar la presión de succión y la presión de descarga de la bombas, además de contar con alarmas por baja y alta presión en caso de que la bomba este en funcionamiento y no se detecte presión en la succión, entonces deberá ser apagada la bomba para evitar que la bomba entre en cavitación. Este sistema deberá contar con válvulas

motorizadas en el mismo lazo de las bombas con el fin de tener facilidad de apertura y cierre de las válvulas desde el cuarto de control.

El sistema de control también se encargará de mantener los límites de presión establecidos durante el proceso de medición y de calibración del sistema que se realiza por medio de un control de ganancia proporcional integral derivativo (PID). Para garantizar que la presión del fluido se mantenga estable durante el proceso de medición, el set point es ingresado por el operador, la señal de retroalimentación que proviene del sensor de presión será comparada con el set point, si existe una diferencia entre el set point y la señal de retroalimentación, se ejercerá control sobre el actuador (PCV) para eliminar la diferencia entre estas dos señales y mantener la presión establecida por el set point, estas señales se controlan y se conectan directamente al PLC. Este sistema deberá contar con un transmisor de presión localizado al final del sistema de medición, estas señales son suministradas al PLC (lazo de control de presión) en donde se realiza un control de ganancia proporcional, integral y derivativa (PID); envían la orden de apertura y cierre a la válvula de control de presión que estará conectada al PLC y que de acuerdo al set point que introduzca el operador en el sistema de supervisión se mantendrá la presión del fluido en condiciones óptimas para la medición en el transmisor de flujo.

Al estar la medición activa y si la presión de la línea se encuentra por debajo, la válvula de control se cierra, hasta que se restablezca la presión establecida por el set point que se encuentra almacenada en el PLC. Este módulo tendrá la opción de Manual / Automático para ser manipulada de acuerdo a las necesidades del proceso, por ejemplo: Al arrancar la planta este lazo debe estar en manual hasta que el operador considere que las condiciones de operación son adecuadas para colocarlo en automático.

Las válvulas motorizadas serán monitoreadas, configuradas, controladas y administradas por una Estación maestra que tendrá la capacidad de permitir el paso del fluido hacia el prover para efectos de calibración del sistema de medición, este sistema de válvulas motorizadas estarán interconectadas entre sí por un red de topología anillo, las válvulas motorizadas estarán interconectadas entre sí por una red con topología en anillo hasta la Estación Maestra, la cual se encarga de configurar, controlar, monitorear y administrar el anillo; la Estación Maestra se comunica con el PLC por medio de una interface Modbus RTU.

El sistema de medición suministrará, al sistema de control las variables involucradas durante el proceso de medición (presión, temperatura, densidad y flujo) para que puedan ser visualizadas por el operador, a través de un interfaz hombre máquina (HMI) durante el proceso de medición de los productos.

## **17.CONCLUSIONES**

Los sistemas de medición en línea de hidrocarburos son sistemas de vital importancia, en el proceso de transferencia en custodia ya que a través de estos sistemas, se certifican los volúmenes de los productos que se estén recibiendo o despachando. Además estos sistemas garantizan que no se produzcan robos de productos entre oleoductos ya que se monitorean en tiempo real los despachos de los productos.



## **BIBLIOGRAFIA**

Manual of Petroleum Measurement Standards. 2 ed. Englewood, USA: American Petroleum Institute, 2002. . 200 p.

Manual Único de Medición. Santa fe de Bogotá DC: ECOPETROL, 2005. 300 p.

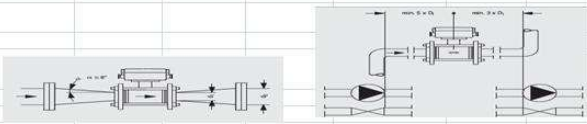
Medición de caudal. Madrid: Endress-Hausser, 2004. Vol. 1. 238 p.

## ANEXOS

### Anexo A. Presupuesto

	<b>INSTRUMENTACION</b>				
1,1	Suministro e instalacion de transmisor de presion diferencial	Un	1	10.902.190	10.902.190
1,2	Suministro e instalacion de transmisor de flujo tipo turbina 8"	Un	1	185.524.834	185.524.834
1,3	Suministro e instalacion de transmisor de presion	Un	6	9.602.816	57.616.896
1,4	Suministro e instalacion transmisor de densidad	Un	2	16.062.801	32.125.602
1,5	Suministro e instalacion valvula control de presion 8"	Un	1	37.914.462	37.914.462
1,6	Suministro e instalacion de valvulas motorizadas 8"	Un	3	37.282.807	111.848.422
1,7	Suministro e instalacion de PLC	Un	1	25.037.446	25.037.446
1,8	Calibracion, prueba y puesta en servicio del area de instrumentacion	GI	1	60.000.000	60.000.000
1,9	Capacitacion general manejo de equipos	GI	1	20.000.000	20.000.000
2,0	Elaboracion manual de operaciones	GI	1	12.000.000	12.000.000
2,1	Suministro e instalacion de toma muestra	GI	1	12.000.000	12.000.000
	<b>TOTAL ESPECIALIDAD INSTRUMENTACION</b>				<b>564,969,852</b>

## Anexo B. Hoja de datos transmisor de flujo

GENERAL	1	Tag No.	FT-1A							
	2	Descripción del Servicio	Transferencia y Custodia		Tipo de Industria	Oil & Gas				
	3	Model No.			Tecnología	Embolo Rotativo				
	4	PID No.			Serie					
CONDICIONES DE SERVICIO	5	Nombre del fluido	BUTANO					Observaciones		
	6	Condiciones	Minimo	Operación	Maximo	Diseño	Unidades			
	7	Caudal	220	730	803		Gal(US)/min			
	8	Presión		120			psig			
	9	Temperatura de Proceso	90		100		° Fahrenheit			
	10	Temperatura Ambiente					° Celsius			
	11	Densidad		0.57			gr/cm3			
	12	Viscosidad		0.20			cP			
	13	Propiedades del fluido	Estado	Líquido		Conductividad				
	Abración		No		Corrosividad	No				
	15	Proceso	Bifásico	No	Bombeo continuo		o de flujo		Horizontal	
			Material Tubería	Acero al carbon		Sch			Dímetro	8"
			Tipo	Brida	Conexión a Proceso	8"				
			Max. Caída de presión	5	psig	Limitaciones de espacio				
TRANSMISOR	16	Electronica	Modelo		Display	Digital	Montaje	Integral		
	17	Exactitud	Base	0,25%						
	18	Señal de Salida	salida de Digital	Frecuencia (0 - 10KHz)						
			Comunicaciones	HART	Aislamiento Galvanico	Si				
	19	Grado de Protección	IP67 / NEMA 4X	Certificación de área	Explosion Proof					
	20	Alimentación Eléctrica	14 - 30 V DC	Conexión eléctrica						
	21	Visualización y Operabilidad	Indicador	Si	Interfase de operación local		Si			
22	Housing	Acero Inoxidable, IP67 / Nema 4X								
SENSOR	23	Conexión	Dímetro	DN 100 (4")	Tipo	Brida	Norma			
			Entrada de cables	1/2" NPT						
	24	Materiales de Construcción	Cuerpo del Sensor	Acero Inoxidable pulido	Internos	Acero inoxidable 1,4435 (316L)				
			Líner		Max. Temperatura	°C				
25	Comportamiento	Max. Caída de presión		Max. Velocidad de flujo	m/s					
Recomendaciones	26	Model No.								
	27	Montaje								
NOTAS	28	Nota 1: Por favor especificar los materiales compatibles con el fluido. Nota 2: Nota 3:								

## Anexo C. Hoja de datos transmisor de temperatura

<b>GENERAL</b>	1	Tag Number	TIT-1A		
	2	Service	Temperatura Butano durante la medición		
	3	Line No./Eqpt. No.			
	4	P&ID			
	5	Function	Temperature transmitter		
	6	Mounting	Housing Matl	Integral	Aluminum with epoxy coating
	7	Enclosure Class.	Power Supply	NEMA 4X & 7	24 VDC two wire
	8	Scale Type	Scale Range	Engineering units	0-150°F
	9	Printout-No. of Points	Sec per Point	N/A	N/A
	10	Full Travel Speed		N/A	
	11	Character and Color	Point Select	N/A	N/A
	12	No. Selector Switches	Location	N/A	N/A
	13	Switch Configuration	Cabinet Specs	N/A	N/A
	14	Safety Critical			
	15	Quantity		One (1)	
<b>TRANSMITTER</b>	16	Type	Output	Smart	4-20 mA (LOOP)
	17	Communication	Adj. Range	HART	0-400 °F
	18	Calibrate. Range	Mounting	0-150 °F	Integral
	19	Output Load Imped.	Fail Action	LINEAR WITH TEMP	
	*20	Total analog accuracy (Sum of digital and D/A accu		configurable 0.02% span	
<b>THERMOWELL</b>	21	Well Construction	Process Conn.	Tapered	1" 300# RF
	22	Well Length U	Well Length T	4"	By Mfr
	23	Well material		316SS	
	24	Bore Size		Mfr	
	25	Rated Max Temperature, °F		500 °F	
	26	Rated Max Pressure, PSIG		1415 PSIG	
	27	Thermowell Design		Thermowell shall designed according to Piping Class	
<b>SENSOR</b>	28	RTD Type	Leads	4 WIRES PT 100	STD
	29	Other Sensor Type	Measurement type	SPRING LOADED	Single sensor input
	30	Element Length	Element Material	To fit thermowell U dimension	Mfr
	31	Element Conn.	Process Conn.	1/2" 14 FNPT MOUNTING THREAD	1/2" FNPT
	32	Sensor O.D.		1/4"	
	33	Dim. "U"		4"	
	34	Other		Sensor Assembled with transmitter. RTD Shall be IEC 60751 Class A	
<b>SWITCHES</b>	35	Switch Quantities	Configuration	NONE	
	36	Setpoint	Deadband		
	37	Contact Rating			
	38	Contact Action	Incr/Decr Measure		
	39	Set Point Front Adj	Set Point Back Adj.		
<b>OPTIONS</b>	40	T/C Burnout Drive	Filter Reg.		
	41	Case Illuminator	Charts		
	42	Local Indicator	Sensor Head	INTEGRAL LCD METER IN °F	Conduit connections 1/2" NPT F
<b>PROCESS CONDITIONS</b>	43	Fluid	Fluid State	Butano y GLP	Liquid
	44	Pressure			120 PSIG
	45	Temperature			90 °F
	46	Velocity			N/A f/s
	47	Molecular Weight	Viscosity	N/A	0.20 cP
<b>MFR</b>	*48	Manufacturer			
	*49	Model Number			
	*50	Sensor Model Number			
<b>ELECTRICAL</b>	51	Area Classification	Electrical Approval	CLASS 1 DIV 2 GR D	CSA/FM Explosion Proof
<b>NOTES</b>	1. Temperature Indicator Transmitter shall have a permanently attached S.S tag stamped with the following information:				
	2. Transmitter shall be SIL 2 compliant with compliant with TUV certificate				
	3. Seller shall provide calibration certificate for electronic transmitter.				
* information supplied by manufacturer unless already specified					

## Anexo D. Hoja de datos transmisor de presión

1	Tag Number:	PT-1A	43	Max. press. at design temperature:	130 PSIG	at	100
2	Vessel, Line, or Equipment No.:		44	Working temperature & units:	Min. 90 F	Max. 100 F	
3	Number Required:	1	45	Accuracy rating:	± 0.025% of calibrated span		
4	Service Description	Presión del fluido durante la medición	46	Pressure & units:	LRL 0 PSIG	URL 1000 PSIG	
5	Area:	Muelle Fluvial Barrancabermeja	47	Ambient working temperature & units:	Min.	Max.	
6	P&ID No.:	GAL-009-B-TI-002-D-316	48	Overpressure protection to:			
7	Transmitter application:	Flow Level Absolute pressure	49	Calibrated range:	0-150 PSIG		
8		Differential press. Gauge pressure	50	Other:			
<b>SERVICE CONDITIONS</b>			<b>ACCESSORIES</b>				
9	Fluid and State:	Butano	51	Air set filter:	Yes	No	Style:
10	Process design pressure & units:	PSIG	52	Air set gauge:	Yes	No	
11	Temperature & units:	90-100 °F	53	Heating kit:	Yes	No	
12	Pressure & units:	120 PSIG	54	Remote indicator:	Yes	No	Style:
13	Density Spec. Gravity	0.5718	55	Manifold valve:	Yes	No	Style: See note 3
14	Viscosity & units:	0.20	56	Mounting bracket:	Yes	No	
15	Molecular weight:		56	Material, Mounting bracket:	316 SS		
			57	Overpressure protection valve:	Yes	No	
			57	Material, overp. prot. valve:			
			58	Pulsation damper:	Yes	No	
			58	Material, pulsation damper:			
			59	Chemical seal:	Yes	No	Switch: Yes No
			62	Other:			
<b>GENERAL INFORMATION TRANSMITTER</b>			<b>CHEMICAL SEAL</b>				
16	Manufacturer & Model No.:	By Vendor	63	Type:			
17	Output Signal type:	4 - 20 mA DC (Analog current)	64	Material, upper/lower part:			
18	Enclosure Type No. / Class:	NEMA 4X & 7	65	Material, bolts/nuts:			
19	Characteristic Curve:	Linear	66	Material, diaphragm:			
20	Digital Communication standard:	HART protocol	67	Fill fluid:			
21	Power Supply Voltage:	24 VDC	68	Capillary length:		diameter:	
22	Transient Protection	Yes No	69	Material, capillary/armour:			
23	Integral Indicator:	Yes No	70	Process conn. size / type:			
24	Certification/Approval type:	CSA/IM Explosion Proof	71	Other:			
25	Span/Zero adjust localization:		<b>SWITCH</b>				
26	Failure / diagnostic action:	Drive output high	72	Reset:	Automatic	Manual	
27	Enclosure material:	POLYURETHANE-COVERED ALUMINIUM	73	Deadband or differential:			
28	Other:	Integral indicator be configured with engineering units indication	74	Alarm at:	increase	decrease	
			75	Contact configuration:	Contact material:		
			76	Contact rating:			
			77	Contact action on alarm:			
			78	Other:			
			79				
<b>TRANSMITTER BODY</b>			<b>SPECIAL REQUIREMENTS</b>				
29	Process conn. nominal size:	1/2" FNPT	80	Custom tag type:	SS permanent attached		
30	Mounting Type:	2" pipe mount bracket with SS Hardware	81	Reference specification:			
31	Materials: Body/Flange:	Vent/drain: 316 SS	82	Special preparation:			
32	Bolts/nuts:	Flange adapter:	83	Compliance standard:			
33	Gasket/O-ring:	Mounting kit: 316 SS	84	Software configuration:	Transmitter configuration		
34	Protective coating:		85				
35	Others:	Pressure transmitters will have vents/drains / external block and bleed valve	86				
36			87				
<b>SENSING ELEMENT</b>			<b>PHYSICAL DATA</b>				
37	Detector Type:	Diaphragm	88	Estimated weight & units:			
38	Pressure span & units:		89	Overall height & units:			
39	Diaphragm / wetted material:	316 SS	90	Removal clearance:			
40	Fill fluid material:	Bg Mir	91	Signal Conn. nominal size:	1/2"	type: F) Elect. Conduit	
41	Sour Service Specification:	Yes No	92	Manufacturer reference DWG			
42	Other:		93				
<b>NOTES:</b> 1. Pressure Indicator Transmitter shall have a permanently attached S.S tag stamped with the following information: Identification TAG and P.I.D Number 2. Pressure transmitter shall be designed to withstand over range equal to 130% of the maximum range with no effect on calibration or zero setting 3. Seller shall provide two-valve manifold block and bleed valve, trim 316, 3000#, 1/2" FNPT inlet & 1/2" MNPT for transmitters & 1/4" FNPT with plug and 2" bracket mounting. 4. Pressure Indicator Transmitter and all its accessories shall be resistant to saltwater (Marine environment). 5. Pressure Indicator Transmitter shall be L2 compliant with TUV certificate							



## Anexo E. Hoja de datos transmisor de densidad

1	Service:	<b>Densidad del Fluido durante la medición</b>				Tag No.:	DT-1A	
2	Type:	<input checked="" type="checkbox"/> Process		<input type="checkbox"/> Laboratory				
3	<b>GENERAL</b>							
4	Analysers:	<input checked="" type="checkbox"/> Oxygen		<input checked="" type="checkbox"/> Density	<input type="checkbox"/> pH	<input type="checkbox"/> Conductivity	<input type="checkbox"/> Moisture	<input checked="" type="checkbox"/> Gas chromatograph
5		<input type="checkbox"/> Other:						
6	Service:	<input checked="" type="checkbox"/> Continous		<input type="checkbox"/> Intermittent	<input type="checkbox"/> Other:			
7	Nº of Streams:	1		<input type="checkbox"/> Time / Analysis:				
8	Streams Recycled:	<input type="checkbox"/> Yes		<input checked="" type="checkbox"/> No	Stream Dis. to:	<input type="checkbox"/> Atmosphere	<input type="checkbox"/> Waste	<input checked="" type="checkbox"/> Other: ON LINE
9	Sample Tends to:	<input type="checkbox"/> Polymerise		<input type="checkbox"/> Decompose	<input type="checkbox"/> React	<input type="checkbox"/> Other:		
10	<b>STREAM ANALYSIS AND PHYSICAL CHARACTERISTICS</b>							
11	Pos.	Component	Concentration			Concentration given In	Trip Point	Accuracy
			Min.	Norm.	Máx.			Notes
12	1	Butano	0,55014		0,57118	S.g.		±0,001 g/cc
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22	Sample Point Pressure	110-130		psi(g)		Solid Content	%	
23	Analysis Point Pressure			psi(g)		Particle Size	µm	
24	Sample Point Temperature	90-100		°F		Liquid Phase	Boiling Point	@ Atmospheric Pressure
25	Analysis Point Temperature			°F		Vapour Phase	Dew Point	@ Operating Pressure
26	pH	Conductivity		mS/cm				@ Atmospheric Pressure
27	Viscosity	0,2	cP	cSt				@ Operating Pressure
28	<b>MECHANICAL FEATURES</b>							
29	Sensor Material	<input type="checkbox"/> Stainless steel 316L		<input checked="" type="checkbox"/> Ni-Span-C		<input type="checkbox"/> FV520B	<input type="checkbox"/> Other:	
30	Body Material	<input checked="" type="checkbox"/> Stainless steel 316L		<input type="checkbox"/> CS ASTM A350 LF2		<input type="checkbox"/> Other:		
31	Flange Material and Type: Stainless Steel 316 1" ANSI 600RF							
32	<b>TRANSMITTER</b>							
33	Function	<input checked="" type="checkbox"/> Transmitter		<input type="checkbox"/> Recorder	<input type="checkbox"/> Indicator	<input type="checkbox"/> Blind	<input type="checkbox"/> Other:	
34	Output	<input checked="" type="checkbox"/> Frequency		Hz	<input type="checkbox"/> 4 - 20 mA	<input type="checkbox"/> 10 - 50 mA	<input type="checkbox"/> Other:	
35	Power Supply	<input type="checkbox"/> 110V 60Hz		<input checked="" type="checkbox"/> 24Vdc		AMP:	Wire Type: 2 WIRE	
36	Enclosure	<input checked="" type="checkbox"/> ENC. CLASS NEMA 4X+7		<input checked="" type="checkbox"/> EXPLOSION PROOF		<input type="checkbox"/> INTRINSIC SAFETY	Mfr: MFR STD	
37	Area Classification:	Class I, Div. 2, Gr. A, B, C & D.		Safety Approval:		ATEX EEX ia IIC T6		
38	Temperature Measurement:	RTD PT100 4 WIRE						
39	NOTES:							
40	1. Analyzer for Custody Transfer Metering System							
41								
42								
43								
44								

## Anexo F. Hoja de datos Indicador de temperatura

<b>GENERAL</b>	1 Tag Number		TI-1A	
	2 Service		Temperatura Butano	
	3 Line No./Eqpt. No.			
	4 Function		Temperature Indicator	
	5 P&ID			
	6 Safety Critical			
	7 Quantity		1	
<b>THERMOMETER</b>	8 Thermometer Stem		THREADED	
	9 Thermometer Material		316 SS	
	10 Stem or Union Thread		1/2 IN.	
	11 Stem Diameter		0.250 IN.	
	12 Stem Length		4"	
	13 Dial Diameter	Dial Color	5 IN.	STD
	14 Filling		No Filling	
	15 Scale Length	Scale Color	STD	STD
	16 Scale Range		0-150	
	17 Case Material		304 Stainless Steel	
	18 Form		Fig. 1	
19 Windows Matl		SECURITY GLASS		
20 Accuracy		± 1 percent of span or better		
<b>WELL</b>	21 Well		INCLUDED	
	22 Well Material		316SS	
	23 Well Construction	Py. Conn.	TAPERED	
	24 Bore Size		0.26 IN.	
	25 Rated Max Temperature		150 °F	
	26 Rated Max Pressure		ATM	
	27 Well Length U		3"	
28 Well Length T				
<b>PROCESS CONDITIONS</b>	29 Fluid	Fluid State	Butano	Liquido
	30 Pressure		Minimum: _____ Normal: 120 Maximum: _____ Units: PSIG	
	31 Temperature		Minimum: 90 Normal: _____ Maximum: 100 Units: °F	
	32 Molecular Weight	Viscosity	N/A	0.20 Cp
	33 Specific Gravity		0.57118	
<b>MFR</b>	34 Manufacturer		N/A	
	35 Model Number		N/A	
	36 Well Manufacturer		N/A	
	37 Well Model No.		N/A	
<b>ELECTRICAL</b>	39 Area Classification	Electrical Approval	CLASS 1 DIV 1 GRD	CSA/FM Explosion Proof
	40 ANSI Housing			
<b>USERS</b>	41 Connection Orientation		Every angle	
	42			
<b>NOTES</b>	43 1. Bimetallic Thermometer shall have a permanently attached S.S tag stamped with the following information: Identification TAG and P.O Number			
	44 2. Stem Length Must Suit Well Insertion Length.			
	45 3. Seller shall provide for the thermowell: material and hydrotest certificates			
	46 4. Seller shall provide thermowell manufacturer drawing for approval.			
	47 5. Seller shall provide stream velocity stresses certificate for thermowell (for approval) as per ASME PTC 19.3, the ratio of wake frequency or			
	48 6. Thermometer and all its accesories shall be resistant to saltpeter (Marine environment).			

## Anexo G. Hoja de datos indicador de presión

1	Tag number:	PHID	53	Max. work press. at design temperature:	130	at	100	
2	Vessel, Line, or Equipment No.:		54	Design temperature & units:	Min. 90	F	Max. 100 °F	
3	Number required:	1	55	Ambient working temp. & units:	Min.		Max. °F	
4	Service description:	Presión del fluido durante la medición	56	Ambient temperature error:				
5	Area:		57	Max. static pressure & units:				
6	P&ID No.:		58	Other:				
7	Indicator application:	Flow <input type="checkbox"/> Level <input type="checkbox"/> Absolute pressure <input type="checkbox"/>	<b>DE PRER</b>					N/A
8		Differential press. <input type="checkbox"/> Gauge pressure <input checked="" type="checkbox"/>	59	Seal type:				
9	Other:		60	Process conn. nominal size:		Rating:		
<b>SERVICE CONDITIONS</b>			61	Process terminal type:		Style:		
10	Fluid and state:	Butano Liquido	62	Diaphragm ext. length & units:				
11	Process design temperature & units:	90 F	63	Flushing connection quantity:				
12	Process design pressure & units:	120 psig	64	Capillary length:		Diameter:		
13	Flow rate min./normal/max. & units:	300 / 1000 / 1100 BPH	65	Instrument conn. nom. size:				
14	Temperat. min./norm./max. & units:	90-100 F	66	<b>Materials:</b>				
15	Inlet press. min./norm./max. & units:	N/A psig	67	Diaphragm wall:				
16	Outlet press. min./norm./max. & units:	N/A psig	67	Capillary/armor:		Bolts/nuts:		
17	Density <input type="checkbox"/> Sp. Grav. <input checked="" type="checkbox"/> @ T & P:	0.57118	68	Upper housing:		Lower housing:		
18	Viscosity at temperature & units:	0.20 cP	68	Gasket/O-ring:		Fill fluid:		
19	Molecular weight:		69	Other:				
20	Stationline pressure & units:		<b>ACCESSORIES:</b>					
21	Corrosive compounds:		70	Mounting brackets:	Yes <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>			
22	Other:		71	Mounting brackets material:				
<b>GENERAL INFORMATION</b>			72	Pressure limit valve:	Yes <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>			
23	Manufacturer & Model No.:	By Vendor	73	Pressure limit valve material:				
24	Operating temp. limits & units:		74	Restrictor style:	Precision valve <input type="checkbox"/>	Pressure snubber <input type="checkbox"/>		
25	Mounting type:	Stem (socket) mounted	75		Pulsation dampener <input type="checkbox"/>	Throttle screw <input type="checkbox"/>		
26	Other:		76	Pressure snubber material:				
<b>PROCESS CONNECTION AND CASE</b>			77	Pulsation dampener material:				
27	Case type:	Phenolic case Gauge size: 4-1/2 in	78	Locking device:	Yes <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>			
28	Process conn. nominal size:	1/2 in Type: NPT(M)	79	Locking device material:				
29	Position of connection:	Bottom connection	80	Other:				
30	Case pressure relief type:	Pressure relief back	<b>SPECIAL REQUIREMENTS</b>					
31	Mounting type:	Stem (socket) mounted Ring style: Threaded	81	Custom tag type:	SST permanent attached			
32	Exterior treatment-color:	Black finish	82	Reference specification:				
33	Materials: Case: 304 SS Ring: 304 SS		83	Special preparation:				
34	Window: Laminated safety glass Stem: N/A		84	Compliance standard:				
35	Gasket/O ring: N/A Liquid fill: Glycerine		85	Service design:	Acetylene gauge <input type="checkbox"/>	Ammonia gauge <input type="checkbox"/>		
36	Others: Internal stops <input type="checkbox"/> Maximum stop <input checked="" type="checkbox"/> Minimum stop <input checked="" type="checkbox"/>		86		Chemical gauge <input type="checkbox"/>	Christmas tree gauge <input type="checkbox"/>		
<b>PRESSURE ELEMENT AND MOVEMENT</b>			87		Hydraulic gauge <input type="checkbox"/>	Oxygen gauge <input type="checkbox"/>		
37	Elastic element type:	C-Type bourdon tube	88		Field vapor gauge <input type="checkbox"/>	Sanitary gauge <input type="checkbox"/>		
38	Movement style:	Rotary gear	89		Test gauge <input type="checkbox"/>	N/A <input type="checkbox"/>		
39	Nominal accuracy grade:	2A (0.5% span)	90	Other:	<input type="checkbox"/>			
40	Joint type:		91	Pressure scale #1 & units:	Lower Range:	Upper Range:	PSI	
41	Element material:	316 SST Movement material: Stainless steel	92	Pressure scale #2 & units:	Lower Range:	Upper Range:		
42	Sour service specification:	Yes <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	93					
43	Other:		94					
<b>DIAL AND POINTER</b>			<b>PHYSICAL DATA</b>					
44	Dial scale type:	Single scale Scale range type: Uniform	95	Estimated weight & units:				
45	Pointer adjustment:	Adjustable pointer	96	Maximum thickness & units:				
46	Graduation colors:	Black marks on white bkgd	97	Maximum case outside diameter & units:				
47	Dial material:	Aluminum	98	Manufacturer reference D/V/G:				
48	Other:	Laminated Safety Glass	99	Other:				
<b>SIPHON</b>			<b>COMPONENTS IDENTIFICATIONS</b>					
49	Siphon type:	Material: N/A	100	Component type:				
50	End conn. nominal size:	Type:	101	Manufacturer:				
51	Overall length & units:		102	Model number:				
52	Other:		103	Other:				
<b>NOTES:</b> 1. Pressure gauge shall have a permanently attached SST tag stamped with the following information: Identification TAG and P.O Number 2. Pressure gauge shall be designed to withstand over range equal to 130% of the maximum range with no effect on calibration or zero setting 3. Pressure Gauges and all its accessories shall be resistant to saltwater (Marine environment). 4. Seller shall provide valve manifold.								



## Anexo H. Hoja de datos transmisor de válvulas motorizadas

1	TAG No		MOV-1C	
2	SERVICE			
3	PIPE SIZE	RATING	4"	Class ANSI 150
4	FLUID		Butano	
5	FLUID STATE		LIQUIDO	
6	SERVICE CONDITIONS		OPERATING	MAX. FLOW
7	FLOW RATE BPH		1000	1100
9	TEMPERATURE (°F)	OPERATING PRESS (PSIG)	100	120
11	SPEC. GRAVITY (UPSTR./LIQ)		0.53	
12	VISCOSITY AT CONDITION		0.20Cp	
13	TYPE	SIZE	6"	
14	CONNECTION TYPE	RATING(ANSI)	FLANGE	Class ANSI 150
15	VALVE CONDITION		NEW	X EXISTING
16	SPECIAL VALVE BODY MATERIALS (IF REQUIRED)		BODY: Carbon steel ASTM-A-216 WCB. 316 Stainless Steel Ball	
17	FULL TRAVEL TIME		15-20 Seconds	
18	FLOW CHARACTERISTICS		LINEAR	EQUAL PERC QUICK OPEN X
19	MANUFACTURER	MODEL	BY VENDOR	BY VENDOR
20	TRAVEL TURNS	TORQUE (LBFT)	BY VENDOR	BY VENDOR
21	POWER SUPPLY	PHASES	FREQ	480 VAC 3 60 HZ
22	VOLTAGE SAFETY MARGIN		+/- 10%	
23	MOTOR TYPE	TIME RATING	BY VENDOR	BY VENDOR
24	MOTOR INSULATION	STARTS RATING	BY VENDOR	BY VENDOR
25	INTEGRAL ELECTRONIC STARTER		YES	
26	ON BOARD DATA LOGGER		NOTE 3 FOR EVENTS AND VALVE TORQUE PROFILE YES	
27	AUTOMATIC PHASE SEQUENCE CORRECTION		YES	
28	MOTOR STALLED		YES	VALVE JAMED YES
29	OVER HEATING/THERMOSTAT		YES	
30	LOST PHASE		YES	
31	GEAR MATERIAL	LUBRICATION	BY VENDOR	OIL FILLED YES
32	HANDWHEEL DRIVE		INDEPENDENT OF MOTOR DRIVE YES	
33	TORQUE SETTING RANGE		40% TO 100% ADJUSTABLE	YES
34	ACTUATOR CALIBRATION		NON INTRUSIVE VIA INFRA-RED PORT YES	
35	ALTERNATIVE SIGNALS FROM AUXILIARY CONTACTS		VALVE OPENING YES	VALVE CLOSING YES
36	ADJUSTABLE		VALVE MOVING YES	TORQUE TRIPPED YES
37	MOTOR STALLED		YES	HAND OPERATION YES
38	LOCAL POSITION INDICATOR:		DIGITAL, 1% INCREMENTS YES	
39	ACTIVE EVEN WITH POWER OFF		YES	
40	REMOTE CONTROL MODE		HARDWIRED YES	TWO WIRE LOOP YES
41	ENCLOSURE REQUIREMENTS:		"O" RING SEALED YES	IP 68 YES
42				
43				
44			EXPLOSION PROOF FM YES	
45	EXTERNAL CASE		BY VENDOR	
46	WIRING DIAGRAM		BY VENDOR	
47	MANUFACTURER	MODEL		
48				
49	MOV SHALL BE TESTED AS SINGLE PACKAGE (VALVE + ACTUATOR)			
50	MOV SHALL BE USE FIELD BUS TO MASTER STATION MODBUS PROTOCOL OPTIONAL			
51	MANUFACTURER SHALL PROVIDE PC SOFTWARE TO DOWNLOAD AND ANALYZE LOGGED DATA, VIA INFRA-RED PORT.			

## Anexo I. Hoja de datos válvula de control

<b>GENERAL</b>	* Tag Number				PCV-1A			
	* Service				Regula la presión del patín de medición			
	* P&ID							
	* Line No./Eqpt. No.				Butano			
	* Manufacturer				Fisher			
	* Model				By Mfr			
	* Quantity				One (1)			
<b>SERVICE CONDITIONS</b>	* Fluid and State				Butano		Liquid	
	* Flow rate, Units	Min	Normal	Max	300	1000	1100	BPH
	* Inlet Pressure P1, PSIG	Min	Normal	Max				
	* Outlet Pressure P2, PSIG	Min	Normal	Max				
	* Inlet Temperature, °F	Min	Normal	Max	90			100
	* Specific Gravity / Density, lb/ft³				0.53			
	* Mol. Weight							
	* Viscosity, cp				0.20			
	* Vapor Press. (psia) Critical Press. (psia) Cp/Cv							
	* Z Factor				N/A			
	* Calculated Cv							
	* Required Cv				By Mfr			
	* Percent of Valve Cv, Min Normal Max							
* Predicted Sound press. level (at 1 m.) Min Normal Max								
<b>LINE</b>	* Pipe Line Size In 4" Out 4"							
	* Pipe Sch./W.thick 10S / "							
	* Materl 304 LSS ANSI 150# Ins.							
	* Type GLOBE Std / Full port Std							
	* Size 4" ANSI class 150#							
	* Valve max. P / T By Mfr / By Mfr							
	* Manufacturer Fisher or equivalent							
	* Model Serial Number By Mfr							
	* Body / Bonnet Materl 304 LSS							
<b>VALVE BODY / BONNET</b>	* Liner Materl / In.Diam. By Mfr / By Mfr							
	* End conn. Size /Type 1.5" FLANGED							
	* Flange Face Fini RF							
	* Face to Face di By Mfr							
	* End Ext / Materl By Mfr							
	* Flow Direction Forward							
	* Type of Bonnet STD							
	* Lube & Iso Valve							
	* Packing Material TEFLON							
	* Packing Type							
<b>TRIM</b>	* Type TRIM 2							
	* Port Size By Mfr * Rated Travel By Mfr							
	* Characteristic EXPON OR %							
	* Balanced / Unbalanced By Mfr							
	* Rated Cv By Mfr FL By Mfr Xt By Mfr							
	* Plug/Ball/Disk Mtr 304 LSS							
	* Seat Material 304 LSS							
	* Cage/Guide Mtrl 304 LSS							
	* Stem Material 316 SS							
	* Stem Diameter By Mfr							
<b>MISC.</b>	* Area Classificat N/A							
	* Hydro Pressure Elec. Appr.							
	* ANSI / FCI Leak. Class 150# / CLASS IV							
<b>NOTES</b>	1. Control valve shall have a permanently attached S.S tag stamped with the following information: Identification tag and P.O number							
	2. Seller shall provide a Complete Valve Sizing calculation, and the certifications of calibration, materials and Hydrotest							
	3. This manufacturer is for reference only, there might be others that can comply with these requirements.							
	4. This model is only for reference, the vendor has the responsibility to select the model that complies with the requirements specified in this Data							
	5. Sizing Control valve shall be according to seller calculation sheet.							
	6. Control valve and all its accessories shall be resistant to saltpeter (Marine environment), and levels of relative humidity up to 100% condensing.							

## Anexo J. Hoja de datos Work station

GENERAL	1	Ubicación:	cuarto de control
	2	Service	Estacion de trabajo
CONFIGURACION	3	Procesador	Intel core 2 Duo Processor E7200 (2.53 GHz, 3M,1066 MHz FSB)
	4	Sistema Operativo	Windows vista Business Service Pack 1 Original, con medios, edicion 32 bits, en español
	5	Tarjeta de video	Tarjeta de video 256 MB ATI Radeon 2400 XT, MONITOR DUAL VGA (TV-Out)
	6	Memoria	4.0 GB DDR2 Non-ECC SDRAM, 800 MHz, (4 DIMM)
	7	Dispositivo Optico	16X DVD-ROM
	8	Disco duro	160 GB SATA 3.0 Gb/s y 8MB DATA BURST Cache
	9	Monitor	22 " Ultrasharp Widescreen
ACCESORIOS	10	Bocinas	Bocinas Internas
	11	Mouse	Mouse optico de dos botones con scroll, color negro
	12	Mouse pad	incluir
	13	Teclado	Teclado USB, sin hot keys en español
PUERTOS	14	Puerto serial RS-232 DB9	
	15	Tarjeta de red D10/100/1000 mbps	
	16		
	17		
	18		
	19		

## Anexo K. Hoja de datos computador de flujo

1	<b>GENERAL</b>	Tag No.	
2		Service Description	CUSTODY TRANSFER METER
3		P&ID No.	
4		Line or Vessel No.	
5		Manufacturer	
6		Model	
7		Firmware Revision	
8		Quantity	ONE
9	<b>CONDITIONS</b>	Fluid	BUTANO
10		Specific Gravity @100°F	0.84
11		Viscosity cP @100°F	3.0
12		Flow Rate, GPM	1750
13		Working Temperature Range, °F	90-100
14		Working Pressure Range, Psig	110-120-130
15		Maximum allowed Pressure drop (psi)	
16		Maximum Inlet Pressure, Psig	
17		Normal Inlet Pressure, Psig	
18	<b>SEÑALES</b>	Minimum Inlet Pressure Psig	
19		Barometric Pressure	
20		Digitales	1 prover
21		Analogas (4-20 mA)	2 entradas
22		Pulsos de flujo	1 entradas
23		frecuencia densidad	1 entradas
24		RTD	4 entradas
25		Mounting Option	Standard Panel Mount w/ extended back panel
26		Serial/Ethernet-Modbus Mux Module	1
27			
28			
29			
30			
31	<b>NOTES</b>		
32		1. This equipment is for a custody transfer metering system	
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			